

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
институт
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

код – наименование направления

Проект установки подготовки нефти производительностью 20 млн
тонн в год на базе ванкорской нефти

тема

Руководитель _____ кандидат технических наук, доцент Н.Д.Булчаев
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ А.Д.Невмержицкий
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность проекта _____ Е.В. Мусияченко-
подпись дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ О.В.Помолотова
подпись дата инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

институт

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме бакалаврской работы

Студенту Невмержицкому Александру Дмитриевичу
фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-04 Направление (специальность) 21.03.01.02
номер код

Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Проект установки подготовки нефти производительностью 20 млн. тонн в год на базе ванкорской нефти

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР: Н.Д.Булчаев, кандидат технических наук, доцент, кафедра
РЭНГМ, ИНиГ СФУ
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю

Перечень разделов ВКР: 1.Геолого-физическая характеристика месторождения, 2 Технологические решения, 3 Системы управления химико – технологическим процессом, 4 Безопасность и экологичность проекта, 5 Основные технико-экономические показатели.

Руководитель ВКР _____ Н.Д.Булчаев
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ А.Д.Невмержицкий
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект установки подготовки нефти производительностью 20 млн. тонн в год на базе ванкорской нефти» содержит 110 страниц текстового документа, 20 использованных источников.

НЕФТЬ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ЭМУЛЬСИЯ, СЕПАРАТОР, ЭЛЕКТРОКОАГУЛЯТОР, ПРОЦЕСС ОБЕЗВОЖИВАНИЯ, ПРОБКОУЛОВИТЕЛЬ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти, для подготовки ванкорской нефти к товарному виду.

Цели работы: предварительная обработка нефти с целью понижения затрат на ее переработку.

В результате проведения экологического аудита было рассчитано оборудование для установки подготовки нефти, подобраны средства автоматизации.

Рассчитана экономическая эффективность предложенной установки подготовки нефти и срок ее окупаемости.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 6 |
| Технико-экономическое обоснование | 7 |
| 1. Геологическая часть..... | 8 |
| 1.1. Общие сведения о месторождении..... | 8 |
| 1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения..... | 12 |
| 1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов | 13 |
| 1.4. Физико-химические свойства нефти, газа и воды..... | 16 |
| 1.5. Запасы нефти, газа, КИН..... | 18 |
| 2 Технологические решения | 20 |
| 2.1 Теоретические основы процесса..... | 20 |
| 2.1.1 Процесса стабилизации нефти..... | 20 |
| 2.1.2 Процесса обезвоживания и обессоливания нефти..... | 23 |
| 2.1.3 Основные факторы и их влияние на процесс..... | 24 |
| 2.1.4 Характеристика исходного сырья, полуфабрикатов и готовой продукции..... | 26 |
| 2.1.5 Характеристика хим. реагентов..... | 27 |
| 2.2 Обоснование выбора варианта переработки нефти и технологической схемы установки подготовки нефти..... | 29 |
| 2.2.1 Разработка и обоснование технологической схемы установки.... | 29 |
| 2.2.2 Материальный баланс по топливному варианту с глубокой переработкой нефти..... | 31 |
| 2.3 Характеристики установок по переработке нефти | 38 |
| 2.3.1 Установка обессоливания и обезвоживания нефти..... | 38 |
| 2.3.2 Установка атмосферно-вакуумной перегонки..... | 38 |
| 2.3.3 Установка каталитического риформинга..... | 38 |
| 2.3.4 Установка гидроочистки керосина и дизельного топлива..... | 38 |
| 2.3.5 Газофракционирующая установка..... | 40 |
| 2.3.6 Установка каталитической изомеризации пентана и гексана | 40 |
| 2.3.7 Битумная установка непрерывного действия..... | 40 |
| 2.3.8 Установка гидрокрекинга в стационарном слое катализатора.. | 40 |
| 2.3.9 Установка каталитического крекинга..... | 40 |
| 2.3.10 Установка замедленного коксования..... | 40 |
| 2.3.12 Установка производства серы..... | 40 |
| 2.3.13 Установка для производства водорода..... | 40 |
| 2.4 Описание технологической схемы установки..... | 41 |
| 2.5 Расчет оборудования установки подготовки нефти | 43 |
| 2.5.1 Расчет пробкоуловителя..... | 43 |
| 2.5.2 Тепловой расчет НГВРП | 44 |
| 2.5.3 Расчет дегазатора..... | 56 |
| 2.5.4 Расчет электрокоагулятора..... | 56 |
| 2.5.5 Расчет ПТБ..... | 57 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 2.5.6 | Расчет резервуарного парка установки..... | 65 |
| 2.5.7 | Расчет производственного энергопотребления..... | 66 |
| 3 | Системы управления химико – технологическим процессом..... | 68 |
| 3.1 | Обоснование выбора параметров контроля, регулирования, управления и сигнализации | 68 |
| 3.2 | Выбор и обоснование приборов и средств автоматизации..... | 69 |
| 4 | Безопасность и экологичность проекта | 73 |
| 4.1 | Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ..... | 73 |
| 4.2. | Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ..... | 74 |
| 4.3 | Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования..... | 75 |
| 4.4 | Обеспечение безопасности технологического процесса..... | 76 |
| 4.5 | Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности..... | 77 |
| 4.6 | Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях..... | 78 |
| 4.7 | Экологичность проекта..... | 80 |
| 5 | Основные технико-экономические показатели | 81 |
| 5.1 | Планирование производства | 81 |
| 5.1.1 | Режим работы цеха эффективный фонд времени работы оборудования..... | 81 |
| 5.1.2 | Расчёт производственной программы..... | 83 |
| 5.2 | Расчет стоимости основных фондов. | 84 |
| 5.2.1 | Расчёт стоимости зданий и сооружений..... | 84 |
| 5.2.2 | Расчёт стоимости технологического оборудования, транспортных средств, инструмента и инвентаря | 85 |
| 5.3 | Расчет численности персонала..... | 87 |
| 5.4 | Расчет фондов заработной платы персонала..... | 93 |
| 5.4.1 | Расчет фонда зарплаты рабочих..... | 93 |
| 5.4.2 | Расчёт фонда зарплаты цехового персонала..... | 97 |
| 5.5 | Планирование себестоимости продукции..... | 98 |
| 5.5.1 | Расчёт сметы расходов по содержанию и эксплуатации оборудования..... | 98 |
| 5.6 | Расчет себестоимости продукции..... | 100 |
| 5.7 | Планирование прибыли | 104 |
| 5.7.1 | Расчёт прибыли от реализации продукции | 104 |
| 5.7.2 | Расчет эффективности производства..... | 105 |
| | Заключение..... | 108 |
| | Список использованной литературы..... | 109 |

ВВЕДЕНИЕ

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой чистую нефть и газ. Присутствие в нефти механических примесей затрудняет ее транспортирование по трубопроводам и переработку, вызывает эрозию внутренних поверхностей труб нефтепроводов и образование отложений в теплообменниках, печах и холодильниках, что приводит к снижению коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков от перегонки нефти (мазатов и гудронов), содействует образованию стойких эмульсий. Нефть, помимо растворенных в ней газов, содержит в себе примеси - частицы песка, глины, кристаллы солей и воду. Содержание твердых частиц в неочищенной нефти не превышает 1,5%, а количество воды может изменяться в широких пределах. С увеличением продолжительности эксплуатации месторождения возрастает обводнение нефтяного пласта и содержание воды в добываемой нефти. В нефти, поступающей на переработку, должно быть не более 0,3% воды. Кроме того, в процессе добычи и транспортировки нефти происходит весомая потеря легких компонентов нефти (метан, этан, пропан и т.д., включая бензиновые фракции) – примерно до 5% от фракций, выкипающих до 100°C. Для сокращения потерь легких компонентов осуществляют стабилизацию нефти, а также применяют специальные герметические резервуары хранения нефти.

Разрушение нефтяных эмульсий осуществляют механическими, химическими и электрическими способами.

Целью данной работы является проектировка установки подготовки нефти производительностью 20000000 тонн в год на базе ванкорской нефти.

Технико-экономическое обоснование

Нефтеперерабатывающий завод, в который входит проектируемая установка подготовки нефти, является предприятием топливного направления, перерабатывающий Ванкорскую нефть. Нефть отличается большим содержанием легких фракций, имеет низкий индекс вязкости на основании чего выбран вариант глубокой переработки, позволяющий увеличить выход светлых продуктов.

Установка подготовки нефти предназначена для удаления солей и воды из нефти, а также стабилизации нефти с целью выделения легких углеводородов C_1-C_4 и легких бензиновых фракций.

Мощность установки по сырью 20 млн. тонн/год.

Основные технико-экономические показатели приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Технико – экономические показатели

| Наименование | Показатели |
|---|--------------|
| 1 | 2 |
| 1. Годовой выпуск продукции: | |
| а) в натуральном измерении (т, шт., м.кв. и т.д.) | 16147000 |
| б) в денежном измерении, тыс.руб. | 169780243,21 |
| 2. Численность персонала: | |
| а) всего | 51 |
| б) рабочих | 45 |
| 3. Производительность труда, тыс.руб. | 3329024,376 |
| 4. Себестоимость единицы продукции, руб. | 10464,6 |
| 5. Себестоимость годового выпуска, тыс.руб. | 168971892,9 |
| 6. Стоимость основных фондов, тыс.руб. | 3499352 |
| 7. Фондоотдача, руб. | 48,52 |
| 8. Затраты на рубль товарной продукции, руб. | 0,995 |
| 9. Прибыль от реализации, тыс.руб. | 808350,312 |
| 10. Рентабельность производства, % | 21 |
| 11. Срок окупаемости предприятия, лет | 5,5 |

1.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Общие сведения о месторождении

Ванкорское месторождение открыто в 1988 г. при бурении скважины Вн-1. Первый приток нефти на месторождении получен в январе 1991 г. при испытании скважины Вн-6.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Туруханском районе, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, на территории Дудинского района, Таймырского муниципального района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск - в 300 км к юго-западу от месторождения. Площадь месторождения составляет 447 кв. км (рисунок 1.1).

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяженность водной магистрали Красноярск-Игарка – 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги, также называемые «зимниками». Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения составляет в среднем 150 км.

Расчетный период эксплуатации месторождения — 35 лет.

Эксплуатационное бурение ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР «Роснедра» от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к

технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» 2012 года (протокол ЦКР «Роснедра» №5462 от 15.11.2012 г.).

В сентябре 2009 года, был извлечен первый миллион тонн сырья. В апреле 2015г. из недр Ванкора извлечена стомиллионная тонна нефти с начала промышленной эксплуатации (август 2009г.). В 2015 году "Ванкорнефть" добыла 8,71 миллиарда кубометров газа и 22 миллиона тонн нефти и конденсата. Суточная добыча составляет более 60 тысяч тонн. Благодаря применяемым технологическим решениям, коэффициент извлечения нефти на Ванкоре - один из самых высоких в России. Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Процесс нефтедобычи полностью автоматизирован. Начальные извлекаемые запасы на начало 2016 года составляли 476 миллионов тонн нефти и конденсата, 173 миллиардов кубометров газа. Объем поставок газа "Ванкорнефти" в единую систему газоснабжения РФ 1 апреля достиг 10 миллиардов кубометра газа с начала поставок товарного газа.

Всего на месторождении будет пробурено 425 эксплуатационных скважин, из которых 307 – горизонтальные. Поставки нефти с месторождения осуществляются на Дальний Восток страны через Восточный нефтепровод. Во второй половине 2009 года был введен в тестовую эксплуатацию 543-километровый (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов) нефтепровод Ванкор-Пурпе диаметром 820 мм, связывающий месторождение с магистральным нефтепроводом «Транснефти», рассчитанный на прокачку объемов УВ 25млн.т/год.

С 27 апреля 2014 года осуществляется коммерческая сдача газа в единую газотранспортную систему страны. С ноября 2013 года ведется закачка попутного нефтяного газа в пласт. А с 2010-го года газ Ванкора является топливом для Ванкорской газотурбинной электростанции, поставляющей эклектическую и тепловую энергию на объекты

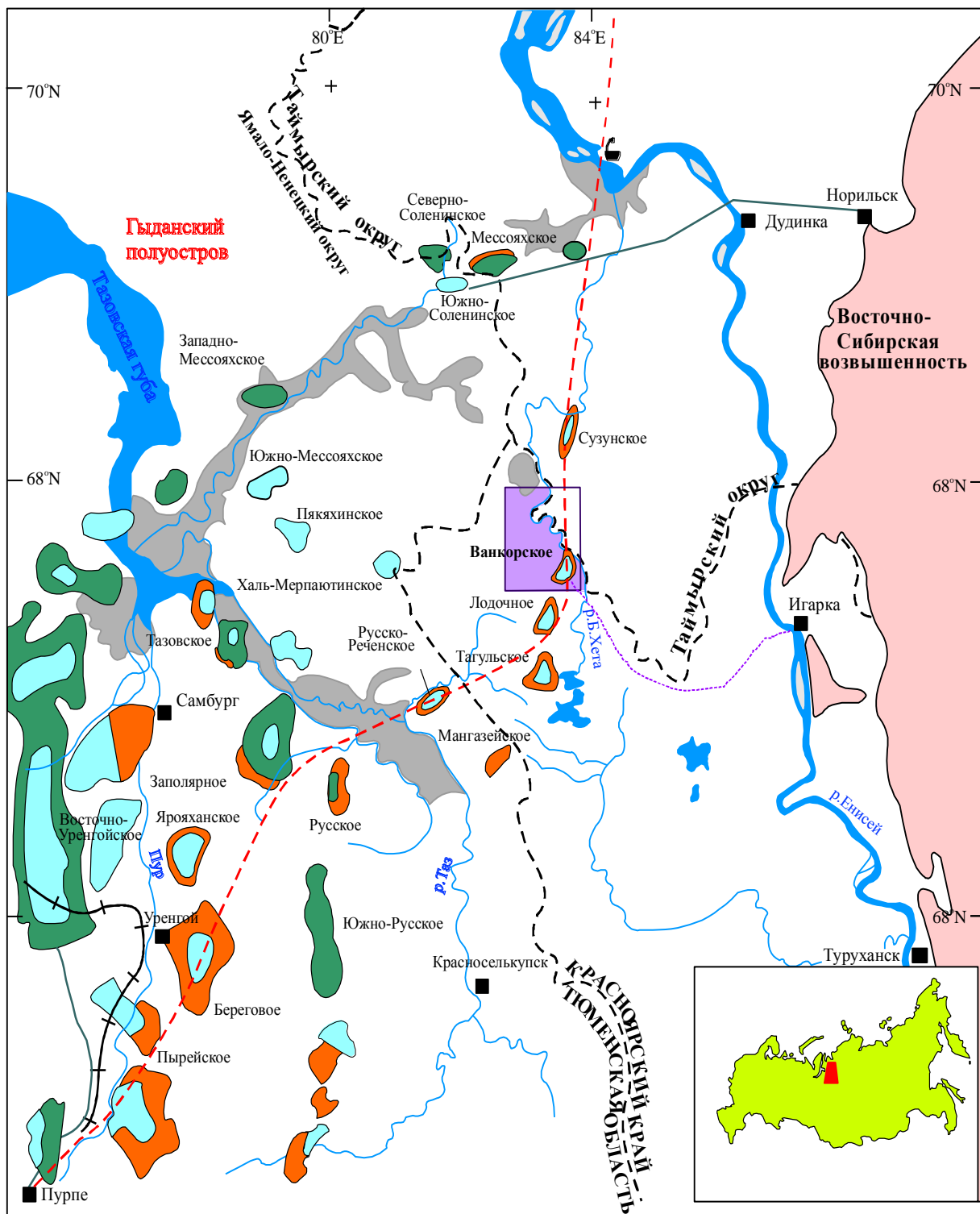
месторождения, тем самым делая производство одним из самых крупных автономных нефтяных предприятий. В 2015 году ввод в эксплуатацию всех проектных объектов по сбору попутного нефтяного газа на Ванкорском месторождении обеспечит его полезное использование на уровне 95 процентов.

Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемёрзлых пород. Многолетнемёрзлые грунты представлены преимущественно супесями, лёгкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемёрзлых грунтов не однородно, при строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания, для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.







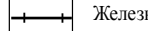


Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озёр в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20–30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемёрзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09–0,4 д.ед., у торфяников более 0,4 д.ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 д.ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 д.ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 д.ед. – к сильнопросадочным.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|---|--|
|  Болота |  Лицензионная территория СП "Енисейнефть" |
|  Действующий газопровод |  Сухой газ |
|  Проектируемый нефтепровод |  Газовый конденсат |
|  Железная дорога |  Нефть |
|  Зимняя дорога | |

0 100 км

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района Ванкорского месторождения.

1.1 Геолого-физическая характеристика месторождения

Геологический разрез Ванкорского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мелового возраста. Основными продуктивными пластами являются пласты Дл-I-III долганской свиты; Як-I, Як-II, Як-III-VII яковлевской свиты; Сд-IX суходудинской свиты; Нх-I, Нх-III-IV нижнехетской свиты.[2]

Породы-коллекторы долганской свиты представлены слабосцементированными кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевролитами. Цемент порово-пленочного, базального типа; по минеральному составу хлорит-каолинит-гидрослюдистый.

Породы-коллекторы яковлевской свиты представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками, реже алевролитами. Цемент по типу базально-поровый, пленочно-поровый, контактово-поровый; по составу хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый. Породы-коллекторы суходудинской и нижнехетской свиты представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитовый, иногда с примесью кальцита; по типу пленочно-поровый, реже базальный и контактово-поровый.

Бурение скважин проводилось с использованием долот диаметром 216-295 мм (долганская свита), 219-190 мм (яковлевская, суходудинская, нижнехетская свиты). Горизонтальные стволы в интервалах продуктивных пластов пробурены с использованием долот диаметром 114-152 мм.

Вскрытие продуктивных интервалов разреза и проведение ГИС в разведочных скважинах осуществлялось, в основном, на пресном глинистом растворе с удельным весом 1,17-1,32 г/см³ и удельным электрическим сопротивлением до 5,0 Ом*м. В ряде скважин раствор был более соленый, так в скважине Вн-13 сопротивление раствора составило 0,7 Ом*м, СВн-4 - 0,3 Ом*м, СВн-3 - 1,2 Ом*м.

При бурении эксплуатационных скважин использовались следующие виды буровых растворов: KCl, CaCl, PolyPlus, Boremax, KCl–полимерный, полимер–глинистый и полимер–карбонатный. Удельное сопротивление промывочной жидкости в интервале исследований изменяется 0,14–1,8 Ом*м, вязкость 43–73, удельный вес 1,06–1,2 г/см³. [2]

Таблица 1.1 – Горно–геологические условия залегания продуктивных отложений

| Параметр | Горизонт, пласт | | | | |
|---|---------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | Дл–I–III | Як–I–VII | Сд–IX | Нх–I | Нх–III–IV |
| Глубина залегания, а. о., м | –923–980 | –1570–1650 | –2363–2375 | –2550–2672,5 | –2663,3–2766,8 |
| Пластовые давления, МПа | <u>9,26 – 9,80</u> 9,6 | <u>15,48 –</u> <u>16,53</u> 15,9 | <u>22,72 – 23,82</u> 23,65 | <u>25,53 – 26,38</u> 25,9 | <u>26,90 – 27,69</u> 27,28 |
| Пластовые температуры, °С | 11,8 | 31,8 | 54,4 | 57,14 | 62,8 |
| Минерализация пластовой воды, г/л | 11,5 | 15,3 | 20,5 | 17,1 | 14,2 |
| Сопротивление пластовых вод, удельное электрическое, Ом·м | 0,65 | 0,315 | 0,18 | 0,195 | 0,22 |

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор керна произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими,

хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевролита.

Коллекторы горизонта Як-III-VII Яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алеврито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I, III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Характеристика коллекторских свойств пород по данным керна и ГИС приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по скважинам Ванкорского месторождения

| Объекты | Метод определения | Наименование | Проницаемость, Кпр, мД | Пористость Кп, %. | Начальная нефтенасыщенность, Кн, %. |
|--------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------|-------------------------------------|
| Яковлевская свита | Лабораторные исследования керна | Количество определений, шт. | 98 | 110 | |
| | | Среднее значение | 300,3 | 24,2 | |
| | | Интервал изменения | 0-1949.8 | 12.4-32.1 | |
| | Геофизические исследования скважин | Количество определений, шт. | | 197 | 87 |
| | | Среднее значение | 512.4* | 29,7 | 53,7 |
| | | Интервал изменения | | 15.8-43 | 14.5-82.2 |
| Нижнехетская свита | Лабораторные исследования керна | Количество определений, шт. | 197 | 206 | |
| | | Среднее значение | 50,1 | 17,9 | |
| | | Интервал изменения | 0-1387 | 10.1-30.2 | |
| | Геофизические исследования скважин | Количество определений, шт. | | 146 | 108 |
| | | Среднее значение | 42.3* | 19,8 | 50,8 |
| | | Интервал изменения | | 7-26 | 28.1-70.3 |

* - проницаемость по ГИС вычислялась по средним значениям для свит в скважинах.

1.4. Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.3. По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см³ (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа*с (среднее - 0,90), газосодержание 116,1-156,81 м³/ м³ (среднее - 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III-VII составляет 0,815-0,851 г/см³ (среднее значение - 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа*с (среднее - 17,27), газосодержание 23,51-48,42 м³/ м³ (среднее - 37,13), давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее — 10,92), объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1). Практически по всем продуктивным пластам производился отбор поверхностных проб нефти. При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При не переливающих притоках - желонкой с уровня или при промывке. Всего проанализировано 15 проб из 6 скважин.

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-I в среднем составляет 0,829 г/см³. Нефть малосернистая (0,08-0,36%, в среднем 0,22%), малосмолистая (3,05-4,4%, в среднем 3,72%), парафиновая (2,0-4,8%, в среднем 3,4%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет 0,850 г/см³. Нефть малосернистая (0,01- 0,176%, в среднем

0,112%), малосмолистая (3,66-7,35%, в среднем 6,51%), парафиновая (2,17-5,66%, в среднем 3,33%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як-III-VII в среднем составляет 0,906 г/см³. Нефть малосернистая (0,09- 0,37%, в среднем 0,21%), малосмолистая (6,89-12,72%, в среднем 9,59%»), малопарафиновая и парафиновая (0,47-2,7%, в среднем 1,5%).

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти в 5 скважинах по 10 объектам. Содержание метана в растворенном газе продуктивного пласта Як-III-VII составляет 82-95%. Растворенный газ пласта - содержит 80-87% метана и относится к классу полужирных по данным исследования скв. Внк-9. По данным исследования скв. СВнк-1, газ, растворенный в нефти пласта Нх-III-IV северного купола, на 96% состоит из метана и является сухим.

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье, либо из газосепаратора, в двух скважинах отобрано 4 пробы.

Свободный газ продуктивного пласта Нх-III-IV относятся к классу полужирных, содержание метана составляет 88-91%, содержание тяжелых углеводородов до гексана включительно 7-10%.

Полученные при лабораторных исследованиях величины давления насыщения нефти газом для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV оказались заметно ниже величин соответствующих пластовых давлений. Это можно объяснить частичной потерей газа при отборе и транспортировке глубинных проб. По этой причине для целей оценки запасов и технологических ресурсов величины давления насыщения были приняты равными пластовому давлению на ГНК, а значения газосодержания и объемного коэффициента пересчитаны на основе корреляции между газосодержанием, давлением насыщения и объемным коэффициентом.

Таблица 1.3 - Свойство пластовой нефти

| Свойства пластовой нефти | | | |
|--|----------------------------|-------------|------------------|
| Наименование | Продуктивные пласты | | |
| | Як-II-VII | Нх-I | Нх-III-IV |
| Давление насыщения газом, МПа | 11,6 | 19,0 | 21,4 |
| Газосодержание при дифференциальном разгазировании, $\text{м}^3/\text{м}^3$ | 25,3 | 115,5 | 109,8 |
| $\text{м}^3/\text{т}$ | 28 | 139,0 | 128,0 |
| Объемный коэффициент при $R_{пл}$ и $t_{пл}$ | | | |
| -однократное разгазирование, доли ед. | - | - | 1,30 |
| -дифференциальное разгазирование, доли ед. | 1,21 | 1,54 | 1,27 |
| Объемный коэффициент при $R_{нас}$ и $t_{пл}$ | | | |
| -однократное разгазирование, доли ед. | | | 1,31 |
| -дифференциальное разгазирование, доли ед. | - | - | 1,28 |
| Плотность пластовой нефти при $R_{нас}$ и $t_{пл}$, $\text{г}/\text{см}^3$ | | | |
| -однократное разгазирование | - | - | - |
| -дифференциальное разгазирование | 0,846 | 0,702 | 0,739 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях | 0,902 | 0,831 | 0,858 |
| Плотность газа при 20^0C , $\text{г}/\text{см}^3$ | - | - | 0,75 |
| Вязкость пластовой нефти при $R_{пл}$ и $t_{пл}$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$ | 24,4 | 0,98 | 1,1 |

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

По величине извлекаемых запасов нефти Ванкорское месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов. Запасы находящиеся на балансе АО «Ванкорнефть» представлены в таблице 1.4. Процентное содержание запасов по пластам представлены на рисунке 1.2.

Таблица 1.4 - Запасы нефти по пластам млн.т.

| | Як III-VII | Нх I | Нх III-IV |
|------------------------|------------|-------|-----------|
| Запасы геологические | 695,7 | 129,2 | 366,7 |
| Запасы извлекаемые | 323 | 47,9 | 149,3 |
| Итого по месторождению | 1191,6 | | |

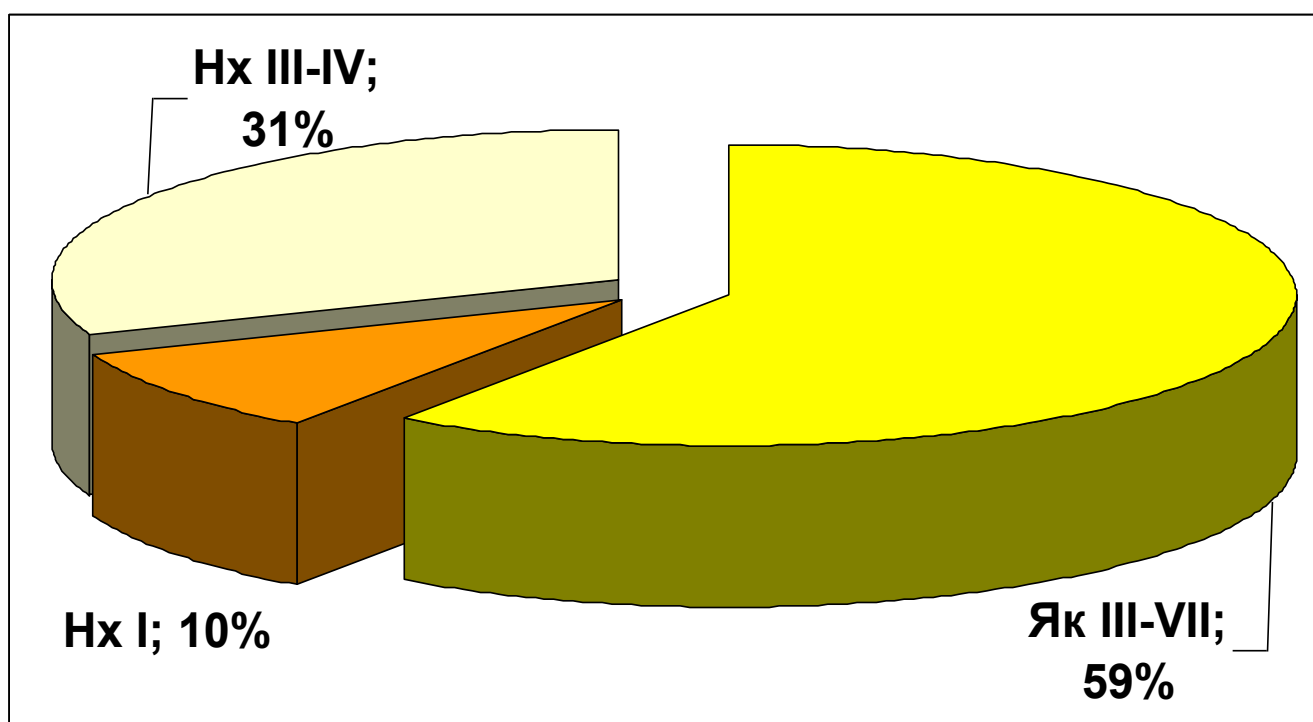


Рисунок 1.2 - Процентное содержание запасов по пластам

2 Технологические решения

2.1 Теоретические основы процесса

Подготовка нефти включает в себя два основных процесса:

- стабилизация нефти
- обезвоживание и обессоливание

2.1.1 Процесс стабилизации нефти

Процесс стабилизации нефти проводится с целью выделения легких углеводородов C_1 – C_4 и легких бензиновых фракций (во избежание их потерь и загрязнения атмосферы перед их внешней транспортировкой, а также для использования как топлива).

Для стабилизации нефти используют методы:

- 1) сепарации;
- 2) ректификации.

Сепарация – ключевая технология в процессе подготовки нефти и газа. Это процесс извлечения легких фракций однократным и многократным испарением при пониженном давлении.

Технологические процессы сепарации нефти от газа в сепараторах подчиняются общему закону равновесия между нефтью и газом, когда парциальное давление компонентов в жидкой фазе (нефти) равно парциальному давлению компонентов в паровой фазе (газе). Для каждой температуры в сепараторах устанавливаются определенные соотношения между компонентами в газе и жидкости, поэтому к сепарации (при технологических расчетах) применимы законы Рауля-Дальтона.[2]

$$p_1 = P_1 \cdot x' , \tag{2.1}$$

$$p_2 = P_2(1 - x'), \quad (2.2)$$

$$p_1 = \Pi \cdot y', \quad (2.3)$$

$$p_2 = \Pi(1 - y') \quad (2.4)$$

где p_1 – парциальное давление чистого низкокипящего компонента;

p_2 – парциальное давление чистого высококипящего компонента;

P_1 – упругость паров чистого низкокипящего компонента;

P_2 – упругость паров чистого высококипящего компонента;

x' – мольная доля низкокипящего компонента в жидкой фазе;

y' – мольная доля низкокипящего компонента в паровой фазе;

$(1-x')$ – мольная доля высококипящего компонента в жидкой фазе;

$(1-y')$ – мольная доля высококипящего компонента в паровой фазе;

Π – общее давление паров или давление в системе.

Если пары и жидкость находятся в состоянии равновесия, то:

$$P_1 \cdot x' = \Pi \cdot y' \quad (2.5)$$

$$P_2(1 - x') = \Pi(1 - y'), \quad (2.6)$$

$$\frac{P_1}{P_2} \cdot \frac{x'}{1 - x'} = \frac{y'}{1 - y'}, \quad (2.7)$$

где $\frac{P_1}{P_2} = k$ – константа газообразования фазы равновесной системы;

Уравнение равновесия фаз запишется:

$$\frac{y'}{1-y'} = k \frac{x'}{1-x'} \quad (2.8)$$

Поступающая в сепаратор нефть, испаряясь (с падением давления), изменяется качественно и количественно. Новые составы нефти и паровой фазы будут отличаться от первоначального состава нефти.

Допустим, что первоначальный состав нефти был:

$$x_1^0 + x_2^0 + \dots + x^0 = 1, \quad (2.9)$$

(при определенной температуре и давлении)

Новая нефть после проведения к равновесному состоянию при новых условиях будет иметь состав:

$$x_1 + x_2 + \dots + x_i = 1, \quad (2.10)$$

Пусть первоначальное количество нефти, поступившее в сепаратор, составляет 1 моль, тогда количество оставшейся нефти после испарения примем L молей, а образовавшихся газов V молей, т. е.

$$L + V = 1 \quad (2.11)$$

Составив баланс на один из компонентов будем иметь:

$$x^0 = x' \cdot L + y' \cdot V \quad (2.12)$$

Поскольку паровая и жидкая фазы находятся в равновесии, то

$$P_1 \cdot x' = \Pi \cdot y' \quad (2.13)$$

Преобразуя уравнение баланса для одного компонента, выразив V через L (3.11), а y' – через x' , получаем уравнение молекулярной концентрации компонента в жидкой фазе:

$$x' = \frac{x^0}{L + \frac{P_1}{\Pi} - \frac{P_1}{\Pi} \cdot L} = \frac{x^0}{L + (1-L) \cdot k} = \frac{x^0}{k - (k-1) \cdot L}, \quad (2.14)$$

где x^0 – мольная доля компонента в первоначальной нефти;

L – мольная доля компонента в исходной нефти, перешедшая в жидкую фазу.

2.1.2 Процесс обезвоживания и обессоливания

Эмульсия – дисперсная система, состоящая из микроскопических капель жидкости (дисперсной фазы), распределенных в другой жидкости (дисперсионной среде).

Нефть добывается в виде водонефтяной эмульсии с растворенными минеральными примесями.

Образование эмульсий связано с поверхностными явлениями. Поверхностный слой жидкости на границе с воздухом или другой жидкостью характеризуется определенным поверхностным натяжением т. е. силой, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности.

Поверхностно-активные веществами (ПАВ) называются вещества, которые способны понижать поверхностное натяжение.

ПАВ, способствующие образованию эмульсий, называются эмульгаторами. Это такие полярные вещества нефти, как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные неорганические примеси. Они образуют на поверхности капель воды

прочную гидрофобную пленку, которая и препятствует коалесценции капель воды, их укрупнению и осаждению.

ПАВ, которые способны разрушать бронирующие оболочки и, соответственно, разрушать эмульсии, называются деэмульгаторами. Механизм действия деэмульгаторов сводится к дробящему, пептизирующему и вытесняющему действию веществ, входящих в состав бронирующих оболочек, с поверхности капель и их замене адсорбционным слоем, сформированным из молекул ПАВ, не обладающих структурно-механическими свойствами. При этом капли могут коалесцировать при последующих столкновениях в турбулентном потоке.

Наибольшим деэмульгирующим действием обладают неионогенные поверхностно-активные вещества. [2]

2.1.3 Основные факторы и их влияние на процесс

Условия проведения процесса подготовки нефти зависят от компонентного и химического состава сырья, от требуемой степени обезвоживания и обессоливания, применяемого деэмульгатора.

Основными параметрами, характеризующими подготовку нефти, являются температура, давление, объемная скорость подачи сырья, деэмульгирующая способность и количество подаваемого деэмульгатора.

Температура:

Температура играет ключевую роль в процессе разрушения эмульсий и обводнении нефти, т.е. в трехфазных аппаратах и электрокоагуляторах.

Подбор оптимальных температур подготовки нефти зависит от качества исходной эмульсии, от условий ведения процесса и от характеристик деэмульгатора.

Повышение температуры необходимо для увеличения разницы плотностей нефти и воды, в следствии которой будет происходить процесс расслоения нефтяной эмульсии. Вода, как более тяжелый компонент будет оседать, а нефть, как более легкий, будет всплывать.

При температуре менее 25°C разницы плотностей нефти и воды недостаточно, чтобы процесс расслоения шел с достаточной скоростью.

Оптимальными температурами являются $35-45^{\circ}\text{C}$.

При повышении температуры выше 50°C скорость расслоения повышается незначительно, следовательно, нецелесообразно греть нефтяную эмульсию выше данных значений, так как это приведет к повышенному расходу газа, повышению нагрузки на печи и снижения их к.п.д.

Давление:

Давление играет ключевую роль в процессе разгазирования и стабилизации нефти, т.е. в пробкоуловителях, трехфазных сепараторах и дегазаторах.

Для успешного разгазирования требуется, чтобы давление в аппарате было меньше парциального давления растворенного попутного газа.

В пробкоуловителях, где отделяется газ высокого давления, оптимальным давлением будет $P = 0,6$ МПа.

А в дегазаторах, где отделяется остаточный газ, оптимальным давлением будет $P = 0,05$ МПа. При более высоких значениях газ отделяться не будет, а более низкие удастся получить только при использовании дорогостоящих вакуум-установок.

Объемная скорость подачи сырья:

Объемная скорость подачи сырья называется объем сырья подаваемого в аппарат в час.

Для эффективного разделения нефтяной эмульсии в аппаратах должен соблюдаться ламинарный гидродинамический режим.

С увеличением объемной скорости уменьшается время пребывания сырья в реакторе и развивается турбулентный режим течения эмульсии, и наоборот, с уменьшением объемной скорости успокаивается, т.е. углубляется процесс расслоения. Однако, с уменьшением объемной скорости уменьшается количество пропускаемого через аппарат сырья, т.е. уменьшается производительность установки.

Поэтому для каждого вида сырья определяется максимально допустимая скорость, и процесс подготовки нефти ведут именно при этой скорости подачи сырья.

Деэмульгирующая способность и количество подаваемого деэмульгатора:

Чем выше деэмульгирующая способность деэмульгатора, тем с более высокой скоростью идет процесс разрушения эмульсии и необходимо меньшее количество деэмульгатора.

В нашем случае используется деэмульгатор СНПХ-4315Д.

Оптимальное количество деэмульгатора определяется из условия что заниженное количество деэмульгатора приводит к ухудшению разрушения эмульсии, а повышенное количество приводит к перерасходу дорогостоящего деэмульгатора. Оптимальными считаются показатели 30-100 г/т нефти. [1]

2.1.4 Характеристика исходного сырья, полуфабрикатов и готовой продукции

Сырьем установки подготовки нефти является водонефтяная эмульсия с растворенными минеральными примесями и попутным газом, поступающей нефтяных скважин.

Готовой продукцией установки гидроочистки являются:

- нефть товарная, качество соответствует ГОСТ Р 51858-2002

Побочные продукты установки:

- попутный нефтяной газ, используется в качестве топлива для собственных нужд, а также подается на сжигание в факел закрытого типа;

- пластовая вода, проходит очистку от нефти и механических примесей на установке подготовки пластовой воды и поступает в систему поддержания пластового давления ;

Характеристика сырья, готовой продукции и побочных продуктов представлена в табл 2.1-2.2

Таблица 2.1 – Характеристика сырья

| № | Наименование сырья | Наименование показателя | Значение |
|---|-----------------------------|---|---|
| 1 | Сырьё водонефтяная эмульсия | Обводненность, % масс. Содержание растворенного газа, % масс Плотность кг/дм ³ Динамическая вязкость, МПа·с Цвет | 12 5,24 0,947 27,52 Темно-зеленый |

Таблица 2.2 – Характеристика готовой продукции

| № | Наименование изготавливаемой продукции | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма (по ГОСТу, СТП, ТУ) | Область применения изготавливаемой продукции |
|---|--|--|---------------------------|---|
| 1 | Товарная нефть | 1. Плотность 2. Содержание воды 3. Массовая доля механических примесей | - 0,5% 0,05% | Транспортируется по магистральному трубопроводу для переработки на НПЗ |
| 2 | Пластовая вода | 1. Содержание нефти 2. Массовая доля механических примесей | 5 мг/л 10 мг/л | Поступает на БКНС для закачки в систему ППД |
| 3 | Попутный газ | 1. Плотность 2. Содержание конденсата | - - | Используется в качестве топлива для собственных нужд и утилизируется на факеле закрытого типа |

2.1.5 Характеристика хим реагентов

Деэмульгаторы для разрушения нефтяных эмульсий представляют собой синтетические ПАВ, обладающие по сравнению с природными эмульгаторами более высокой поверхностной активностью.

Влияние деэмульгатора в процессах обезвоживания и обессоливания заключается в разрушении бронирующего слоя, окружающего капли пластовой воды, и предотвращении его образования вокруг капель вновь подаваемой в нефть промывной воды. Расход деэмульгатора, т.е. количество его в г/т,

необходимое для эффективного обессоливания и обезвоживания нефти, является важным технологическим показателем, который зависит от природы нефти и типа самого деэмульгатора.

Высокоэффективный деэмульгатор СНПХ-4315 применяется для промышленной подготовки нефти (путевая деэмульсация, глубокое обезвоживание и обессоливание на установках подготовки нефти).

Деэмульгатор СНПХ-4315 используют для разрушения (стабильных или устойчивых) водонефтяных эмульсий, для обезвоживания мазутов, переработки и утилизации промышленных стоков, льяльных вод. [18]

СНПХ-4315 проявляет антикоррозионные свойства по отношению к стальным, медным поверхностям.

СНПХ-4315 не содержит в своем составе хлорорганических соединений.

СНПХ-4315 выпускается трех марок: L, D, K (в концентрированном виде). Характеристики деэмульгатора и ингибитора коррозии в таб. 2.3-2.4.

Таблица 2.3 – Характеристика деэмульгатора СНПХ - 4315

| Основные характеристики | | | |
|--|---------|---------|-------------|
| | L | D | K |
| Массовая доля активного вещества, % | 45-55 | 45-55 | не менее 58 |
| Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с, не более | 60 | 70 | - |
| Плотность при 20°C, кг/м ³ | 920-980 | 890-970 | 930-1050 |
| Температура застывания, °C, не выше | -45 | -45 | - |

Таблица 2.4 – Характеристика ингибитора

| № | Наименование | Номер ГОСТ, ТУ, СТП | Показатели качества, обязательные для проверки. | Норма по ГОСТ (заполняется при необходимости) | Область применения |
|---|--------------|---------------------|---|---|--------------------|
| | | | | | |

Окончание таблицы 2.4

| № | Наименование | Номер ГОСТ, ТУ, СТП | Показатели качества, обязательные для проверки. | Норма по ГОСТ (заполняется при необходимости) | Область применения |
|---|---|---------------------|---|---|--|
| 1 | Ингибитор коррозии "CRW 82275" | - | 1. Плотность | - | Способствует предотвращению коррозии трубопроводов и оборудования |
| 2 | Ингибитор парафиноотложения «РАО 85641» | - | 1. Плотность | - | Способствует предотвращению выпадения парафина в условиях транспорта нефти |

2.2 Обоснование выбора варианта переработки нефти и технологической схемы установки подготовки нефти

2.2.1 Разработка и обоснование технологической схемы

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

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

Существует несколько вариантов технологических схем переработки

нефти. В общем виде эти схемы могут быть сведены к трем – четырем основным типам:

- 1.Топливная с неглубокой переработкой нефти;
- 2.Топливная с глубокой переработкой нефти;
- 3.Топливоно–масляная;
- 4.Топливоно–нефтехимическая.

Характеристика исходной нефти приведена в таблицах 2.5 и 2.6

Таблица 2.5 – Общая физико–химическая характеристика перерабатываемой нефти

| № п/п | Наименование показателей | Значение |
|-------|---|--------------|
| 1 | Плотность при 20 °С кг/м ³ | 893,6 |
| 2 | Кинематическая вязкость, мм ² /с при | |
| | 20 °С 50 °С | 9,08 4,37 |
| 3 | Температура застывания | |
| | (с термообработкой), °С (без термообработки), °С | - -28 |
| 4 | Содержание, % масс. | |
| | – воды | 0,1 |
| | – общей серы | 0,19 |
| | – сероводорода | |
| | – меркоптановой серы | |
| | – сернокислотных смол | 4 |
| | – силикагелевых смол | 11,1 |
| | – асфальтенов | 0,1 |
| | – парафина | 1,4 |
| | – механических примесей | 0,02 |
| 5 | Кислотное число, мг КОН на 1 кг. Нефти | - |
| 6 | Коксуемость по Конрадсону, % масс. | 0,42 |
| 7 | Температура вспышки в закрытом тигле, °С | <-35 |

Таблица 2.6 - Разгонка ванкорской нефти в аппарате АРН – 2

| Пределы выкипания, °С | Выход (на нефть), % | |
|-----------------------|---------------------|-----------|
| | отдельных фракций | Суммарный |
| 1 | 2 | 3 |
| 50 – 60 | 1,5 | 1,5 |
| 60 – 95 | 5,5 | 7 |
| 95 – 122 | 5 | 12 |
| 122 – 150 | 6 | 18 |
| 150 – 200 | 11,5 | 29,5 |

Окончание таблицы 2.6

| Пределы выкипания, °С | Выход (на нефть), % | |
|-----------------------|---------------------|-----------|
| | отдельных фракций | Суммарный |
| 200 – 250 | 8,5 | 38 |
| 250 – 300 | 9,5 | 47,5 |
| 300 – 350 | 20,5 | 68 |
| 350 – 400 | 17 | 85 |
| Остаток | 15 | 100,0 |

Так как исходная нефть разгоняется до 400 °С, то в схему нефтеперерабатывающего завода можно включить установки первичной и вторичной переработки нефти. Для масляных фракций ванкорской нефти индекс вязкости имеет значение ниже 85 пунктов, поэтому топливно-масляная схема переработки в данном случае нецелесообразна.

Итак, выбираем топливную схему с глубокой переработкой нефти. Для улучшения качества остаточных фракций вакуумной переработки предусмотрим на заводе установки замедленного коксования и производства битумов. Так как дистиллятные фракции имеют температуру застывания ниже - 41 °С необходима установка карбамидной депарафинизации.

Для улучшения качества автобензинов предусмотрим установку каталитического риформинга и изомеризации легких бензиновых фракций.

Сероводород, получающийся при гидроочистке топлив, можно перерабатывать с получением элементарной серы, которая также является ценным продуктом. Водород, необходимый для гидрогенизационных процессов, можно получать на установке производства водорода, сырьем которой является сухой газ, идущий с изомеризации и вода. [1]

2.2.2 Материальный баланс по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Таблица 2.7 - Материальный баланс установки подготовки нефти

| № | Предварительная подготовка нефти | % на сырье |
|---|----------------------------------|------------|
|---|----------------------------------|------------|

Окончание таблицы 2.7

| | № | Предварительная подготовка нефти | % на сырье |
|-------|---------------------|----------------------------------|------------|
| 1 | Пробкоуловитель | | |
| | поступило: | | |
| | нефтяная эмульсия | 100 | 20000 |
| | Получено: | | |
| | нефтяная эмульсия | 98,6 | 19720 |
| | попутный газ | 1,4 | 280 |
| | всего | 100 | 20000 |
| 2 | НГВРП | | |
| | поступило: | | |
| | нефтяная эмульсия | 100 | 19720 |
| | Получено: | | |
| | нефтяная эмульсия | 84,5 | 16663,4 |
| | попутный газ | 0,5 | 98,6 |
| | вода | 9,6 | 1893,12 |
| | Минеральные примеси | 5,4 | 1064,88 |
| всего | 100 | 19720 | |
| 3 | Дегазатор | | |
| | поступило: | | |
| | нефтяная эмульсия | 100 | 16663,4 |
| | Получено: | | |
| | Нефтяная эмульсия | 99,9 | 16646,74 |
| | Попутный газ | 0,1 | 16,6634 |
| | всего | 100 | 16663,4 |
| 4 | Электрокоагулятор | | |
| | поступило: | | |
| | нефтяная эмульсия | 100 | 16646,74 |
| | Получено: | | |
| | Нефтяная эмульсия | 97 | 16147,33 |
| | Минеральные примеси | 0,6 | 99,88042 |
| | вода | 2,4 | 399,5217 |
| всего | 100 | 16646,74 | |

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

| № | Процессы и продукты | % на сырье | % на нефть | Млн.тонн |
|---|---------------------|------------|------------|----------|
| 1 | Обессоливание нефти | | | |

Продолжение таблицы 2.8

| № | Процессы и продукты | % на сырье | % на нефть | Млн.тонн |
|-------|---|------------|------------|----------|
| 1 | Поступило | | | |
| | Нефть сырая | 101 | 101 | 20,2 |
| | Получено | | | |
| | Нефть обессоленная | 100 | 100 | 20 |
| | Вода и соли | 1 | 1 | 0,02 |
| | Всего | 101 | 101 | 20,2 |
| 2 | Атмосферно-вакуумная перегонка | | | |
| | Поступило | | | |
| | Нефть обессоленная | 100 | 100 | 20 |
| | Получено | | | |
| | Газ и головка стабилизации | 0 | 0 | 0 |
| | Фракция н.к.-62 | 1 | 1 | 0,2 |
| | Фракция 62-85 | 0,5 | 0,5 | 0,1 |
| | Фракция 85-105 | 1 | 1 | 0,2 |
| | Фракция 105-140 | 3 | 3 | 0,6 |
| | Фракция 140-180 | 3 | 3 | 0,6 |
| | Фракция 180-230 | 5,5 | 5,5 | 1,1 |
| | Фракция 230-350 | 45 | 45 | 9 |
| | Фракция 350-500 | 37 | 37 | 7,4 |
| | Гудрон | 3,3 | 3,3 | 0,66 |
| | Потери | 0,7 | 0,7 | 0,14 |
| Всего | 100 | 100 | 20 | |
| 3 | Каталитический риформинг и экстракция ароматических углеводородов | | | |
| | Поступило | | | |
| | Фракция 62-85 | 33,333 | 0,5 | 0,1 |
| | Фракция 85-105 | 33,333 | 0,5 | 0,1 |
| | Всего | 100 | 1 | 0,2 |
| | Получено | | | |
| | Бензол | 11,8 | 0,118 | 0,024 |
| | Толуол | 11,9 | 0,119 | 0,024 |
| | Сольвент | 3 | 0,030 | 0,006 |
| | Рафинат | 56 | 0,560 | 0,112 |
| | Водородсодержащий газ | 5 | 0,050 | 0,010 |
| | Головка стабилизации | 5 | 0,050 | 0,010 |
| | газ | 6 | 0,060 | 0,012 |
| | потери | 1,3 | 0,013 | 0,003 |
| Всего | 100 | 1 | 0,200 | |

Продолжение таблицы 2.8

| № | Процессы и продукты | % на сырье | % на нефть | Млн.тонн |
|------------------------|----------------------------------|-----------------------|------------|----------|
| 4 | Каталитический риформинг | | | |
| | Поступило | | | |
| | фр. 85-105 | 4,930 | 0,500 | 0,100 |
| | 105-140 | 29,577 | 3,000 | 0,600 |
| | 140-180 | 14,789 | 1,500 | 0,300 |
| | бензины-отгоны гидроочистки | 4,042 | 0,410 | 0,082 |
| | тяжелый бензин гидрокрекинга | 45,304 | 4,595 | 0,919 |
| | Всего | 100 | 10,005 | 2,001 |
| | Получено: | | | |
| | Катализат | 83 | 8,304 | 1,661 |
| | Водосодержащий газ | 5 | 0,500 | 0,100 |
| | в том числе водорода | 1,1 | 0,110 | 0,022 |
| | Головка стабилизации | 5 | 0,500 | 0,100 |
| | Газ | 6 | 0,600 | 0,120 |
| | потери | 1 | 0,100 | 0,020 |
| | Всего | 100 | 10,005 | 2,001 |
| | 5 | Гидроочистка керосина | | |
| Фракция 140-180 | | 33,333 | 1,500 | 0,300 |
| Фракция 180-230 | | 66,667 | 3,000 | 0,600 |
| Водородосодержащий газ | | 1,200 | 0,054 | 0,011 |
| в том числе водорода | | (0,667) | (0,030) | (0,006) |
| Всего | | 101,200 | 4,554 | 0,911 |
| Получено: | | | | |
| Гидроочищенный керосин | | 97,2 | 4,374 | 0,875 |
| Бензин-отгон | | 1,5 | 0,068 | 0,014 |
| Сероводород | | 0,1 | 0,005 | 0,001 |
| Газ | | 2 | 0,090 | 0,018 |
| Потери | 0,4 | 0,018 | 0,004 | |
| Всего | 101,2 | 4,554 | 0,911 | |
| 6 | Гидроочистка дизельных фракций | | | |
| | Фракция 180-230 гр.С | 5,262 | 2,5 | 0,500 |
| | Фракция 230-350 гр.С | 94,718 | 45 | 9,000 |
| | Водородосодержащий газ | 1,700 | 0,817 | 0,163 |
| | в том числе водорода | 0,425 | 0,20422 | 0,041 |
| | Всего | 101,7 | 48,3169 | 9,663 |
| | Получено: | | | |
| | Гидроочищенное дизельное топливо | 97,1 | 46,131 | 9,226 |
| | Бензин-отгон | 1,1 | 0,523 | 0,105 |
| | Сероводород | 0,8 | 0,380 | 0,076 |

Продолжение таблицы 2.8

| № | Процессы и продукты | % на сырье | % на нефть | Млн. тонн |
|-------|---|------------|------------|-----------|
| 6 | Газ | 2,3 | 1,093 | 0,219 |
| | Потери | 0,4 | 0,190 | 0,038 |
| | Всего | 101,7 | 48,3169 | 9,663 |
| 7 | Карбамиднаядепарафинизация дизельных топлив | | | |
| | Гидроочищенное дизтопливо | 100 | 23,066 | 4,613 |
| | Получено | | | |
| | Дизельное топливо зимнее | 85 | 19,606 | 3,921 |
| | Промежуточная фракция | 9,1 | 2,099 | 0,420 |
| | Парафин жидкий | 5 | 1,153 | 0,231 |
| | Потери | 0,9 | 0,208 | 0,042 |
| Всего | 100 | 23,066 | 4,613 | |
| 8 | Газофракционирование предельных газов | | | |
| | Газ и головка атмосферной перегонки | | 0 | 0,000 |
| | Головка риформинга | 25,334 | 0,550 | 0,110 |
| | Головка гидрокрекинга | 71,073 | 1,544 | 0,309 |
| | Всего | 100 | 2,094 | 0,419 |
| | Получено | | | |
| | Пропан | 21,6 | 0,452 | 0,090 |
| | Изобутан | 16,1 | 0,337 | 0,067 |
| | н-бутан | 33 | 0,691 | 0,138 |
| | Изопентан | 8,6 | 0,180 | 0,036 |
| | н-пентан | 11 | 0,230 | 0,046 |
| | Газовый бензин | 1,8 | 0,038 | 0,008 |
| | Газ | 6,5 | 0,136 | 0,027 |
| | Потери | 1,4 | 0,029 | 0,006 |
| | Всего | 100 | 2,094 | 0,419 |
| 9 | Изомеризация | | | |
| | Поступило | | | |
| | Фракция н.к. - 62 | 81,23 | 1,000 | 0,200 |
| | Пентан с ГФУ | 18,71 | 0,230 | 0,046 |
| | ВСГ | 1,1 | 0,014 | 0,003 |
| | в том числе водород | (0,33) | (0,004) | (0,001) |
| | Всего | 101,1 | 1,244 | 0,249 |
| | Получено | | | |
| | Изопентан | 69,8 | 0,859 | 0,172 |
| | Изогексан | 26,3 | 0,324 | 0,065 |
| | Газ | 4 | 0,049 | 0,010 |
| | Потери | 1 | 0,012 | 0,002 |

Продолжение таблицы 2.8

| № | Процессы и продукты | % на сырье | % на нефть | Млн.тонн |
|----------------------|-----------------------|--------------|------------|----------|
| 9 | Всего | 101,1 | 1,245 | 0,249 |
| 10 | Производство битума | | | |
| | Поступило | | | |
| | Гудрон | 75 | 3,3 | 0,660 |
| | Фракция 350-500 | 25 | 1,1 | 0,220 |
| | ПАВ | 3 | 0,132 | 0,026 |
| | Всего | 103 | 4,532 | 0,906 |
| | Получено: | | | |
| 10 | Битумы дорожные | 72,7 | 3,199 | 0,640 |
| | Битумы строительные | 26,4 | 1,162 | 0,232 |
| | Отгон | 1,3 | 0,057 | 0,011 |
| | Газы окисления | 1,6 | 0,070 | 0,014 |
| | Потери | 1 | 0,044 | 0,009 |
| | Всего | 103 | 4,532 | 0,906 |
| | 11 | Гидрокрекинг | | |
| Поступило | | | | |
| Фракция 350-500 | | 100 | 35,9 | 7,180 |
| Водород | | 3 | 1,077 | 0,215 |
| Всего | | 103 | 36,977 | 7,395 |
| Получено | | | | |
| Бензин легкий | | 2,6 | 0,933 | 0,187 |
| Бензин тяжелый | | 12,8 | 4,595 | 0,919 |
| Легкий газойль | | 66,9 | 24,017 | 4,803 |
| Фракция выше 350 | | 7,9 | 2,836 | 0,567 |
| Сероводород | | 2,3 | 0,826 | 0,165 |
| Газ | | 5,2 | 1,867 | 0,373 |
| Головка стабилизации | | 4,3 | 1,544 | 0,309 |
| Потери | | 1 | 0,359 | 0,072 |
| Всего | 103 | 36,977 | 7,395 | |
| 12 | Производство серы | | | |
| | Поступило | | | |
| | Сероводород | 100 | 1,210 | 0,242 |
| | Получено | | | |
| | Сера элементарная | 97 | 1,174 | 0,235 |
| | Потери | 3 | 0,036 | 0,007 |
| | Всего | 100 | 1,210 | 0,242 |
| 13 | Производство водорода | | | |
| | Поступило | | | |
| | Сухой газ | 32,7 | 2,169 | 0,434 |
| | Химочищенная вода | 67,3 | 4,463 | 0,893 |

Окончание таблицы 2.8

| № | Процессы и продукты | % на сырье | % на нефть | Млн.тонн |
|----|-------------------------|------------|------------|----------|
| 13 | Всего | 100 | 6,632 | 1,326 |
| | Водород технический 96% | 18,2 | 1,207 | 0,241 |
| | Водород 100% | 17,5 | 1,161 | 0,232 |
| | Двуокись углерода | 77,8 | 5,159 | 1,032 |
| | Потери | 4 | 0,265 | 0,053 |
| | Всего | 100 | 6,632 | 1,326 |

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

| Компоненты | % на нефть | Млн. тонн |
|--|------------|-----------|
| Поступило | | |
| Нефть обессоленная | 100 | 20 |
| ПАВ на производство битума | 0,132 | 0,026 |
| Вода на производство водорода | 4,463 | 0,893 |
| Всего | 104,595 | 20,919 |
| Получено | | |
| Автомобильный бензин в том числе: | 11,709 | 2,303 |
| катализатриформинга | (8,304) | (1,661) |
| рафинат от пр-ва ароматических УВ | (0,560) | (0,112) |
| легкий бензин гидрокрекинга | (0,933) | (0,187) |
| газовые бензины | (0,038) | (0,008) |
| изопентан | (0,859) | (0,172) |
| изогексан | (0,324) | (0,026) |
| бутан | (0,691) | (0,138) |
| Керосин гидроочищенный | 4,374 | 0,875 |
| Дизельное топливо летнее, в том числе: | 49,182 | 9,836 |
| гидроочищенное дизельное топливо | (23,066) | (4,613) |
| легкий газойль гидрокрекинга | (24,017) | (4,803) |
| промежуточная фракция депарафинизации | (2,099) | (0,420) |
| Дизельное топливо зимнее | 19,606 | 3,921 |
| Ароматические УВ, в том числе: | 0,267 | 0,053 |
| бензол | (0,118) | 0,024 |
| толуол | (0,119) | 0,024 |
| сольвент | (0,030) | 0,006 |
| Сжиженные газы, в том числе: | 1,661 | 0,332 |
| пропан | (0,452) | (0,090) |
| изобутан | (0,337) | (0,067) |
| н-бутан | (0,691) | (0,138) |
| изопентан | (0,180) | (0,036) |

Окончание таблицы 2.9

| Компоненты | % на нефть | Млн. тонн |
|--|------------|-----------|
| Жидкий парафин | 1,153 | 0,231 |
| Битумы дорожные и строительные | 4,360 | 0,872 |
| Котельное топливо, в том числе: | 2,836 | 0,567 |
| Фракция выше 350 оС гидрокрекинга | 2,836 | 0,567 |
| Отгоны производства битумов и гидроочистки масел | 0,057 | 0,011 |
| Сера элементарная | 1,174 | 0,235 |
| Топливный газ | 1,727 | 0,13934 |
| Двуокись углерода | 5,159 | 1,032 |
| Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления) | 0,070 | 0,014 |
| Потери безвозвратные | 1,975 | 0,159 |
| Всего | 105,311 | 20,582 |

2.3 Характеристика установок по переработке нефти

2.3.1 Установка обессоливания и обезвоживания нефти - предназначена для удаления солей и воды из нефти.

2.3.2 Установка атмосферно- вакуумной перегонки нефти - часто комбинируется с установкой обессоливания. Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, гудрона. Кроме этих продуктов на установке получают сухой и жирный газы, сжиженный газ (рефлюкс), легкий вакуумный газойль.

2.3.3 Установка риформинга со стационарным слоем катализатора - для получения высококачественного автомобильного и авиационного бензина.

2.3.4 Установка гидроочистки керосина и дизельного топлива

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

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

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

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

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

Технологический режим:
давление в реакторе – 4,0 МПа,
температура – 380-400°С,

кратность циркуляции водородсодержащего газа – 500-600.

Установка гидроочистки керосина - установка предназначена для понижения содержания серы в сырье - керосине.

2.3.5 Газофракционирующая установка (ГФУ) - назначение установки - разделение смеси жирного и нестабильного бензина на сухой газ, стабильный бензин и в зависимости от потребностей на фракции углеводородов C3, C4, C5.

2.3.6 Установка каталитической изомеризации пентанов и гексанов - процесс предназначен для получения высокооктановых компонентов бензина, а также для сырья нефтехимической промышленности.

2.3.7 Битумная установка непрерывного действия - предназначена для получения окисленных нефтяных битумов. В качестве сырья служат гудроны, полугудроны, асфальты деасфальтизации нефтяных остатков, остатки термического крекинга и их смеси.

2.3.8 Установка гидрокрекинга в стационарном слое катализатора - процесс предназначен в основном для получения малосернистых топливных дистиллятов из различного сырья. Водорода при гидрокрекинге расходуется значительно больше, чем при гидроочистке тех же видов сырья.

2.3.9 Установка каталитического крекинга- с прямоточным реактором для получения дополнительных количеств светлых нефтепродуктов.

2.3.10 Установка замедленного коксования - в не обогреваемых камерах, процесс замедленного коксования в не обогреваемых камерах предназначен для получения крупнокускового нефтяного кокса как основного целевого продукта, а также дополнительных количеств легкого и тяжелого газойлей, бензина и газа.

2.3.11 Производство серы - для получения серы из серосодержащих газов и серы, содержащейся в насыщенном растворе моноэтаноламина.

2.3.12 Установка для производства водорода - методом паровой каталитической конверсии легких углеводородов, назначение установки - производство водорода. [18]

2.4 Описание технологической схемы установки

Установка подготовки нефти эксплуатируется с нагрузкой по сырью 20 млн. тонн/ год.

Сырье – нефтяная эмульсия с растворенным попутным газом.

Продукция нефтяных скважин по трубопроводу диаметром DN 800 поступает параллельными потоками на разгазирование в пробкоуловители С - 1,2,3,4,5. В пробкоуловителях С - 1,2,3,4,5 при температуре $t=20$ оС и давлении $P=0,6$ МПа происходит разгазирование водонефтегазовой смеси.

Попутный газ, выделившийся в пробкоуловителе, сбрасывается на факел закрытого типа ФЗТ. На выкидном газопроводе устанавливается регулятор давления, поддерживающий в пробкоуловителе давление $P=0,6$ МПа. Часть газа направляется на узел подготовки топливного газа для собственных нужд.

Для защиты от превышения давления выше расчетного на пробкоуловителях С - предусмотрена установка предохранительных клапанов. Сброс от предохранительных клапанов направляется на факел закрытого типа в коллектор высокого давления.

Предусмотрена теплоизоляция аппарата и поддержание температуры в заданном режиме путем наружного электрообогрева.

Водонефтяная эмульсия из пробкоуловителей С-1 по трубопроводу DN 800 поступает в путевой подогреватель где осуществляется нагрев до температуры 45 градуссов.

Далее подогретая смесь поступает по трубопроводу в трехфазный сепаратор, где происходит разделение смеси на составляющие: попутный газ, минеральные примеси и на нефтяную эмульсию.

Газ из трех фазного сепаратора сбрасывается для сжигания в факеле закрытого типа.

Для защиты от превышения давления выше расчетного на трехфазном сепараторе предусмотрена установка предохранительных клапанов. Сбросы от предохранительных клапанов направляются на факел закрытого типа.

Вода от каждого аппарата насосами (1 рабочий и 1 резервный), установленными блоке, откачивается на установку подготовки пластовой воды.

Нефть от установки собирается в коллектор и направляется в дегазатор ДГ, где при давлении 0,05 МПа происходит окончательное разгазирование нефти.

Газ из дегазатора ДГ сбрасывается для сжигания на факел закрытого типа.

Для защиты от превышения давления выше расчетного на дегазаторе предусмотрена установка предохранительных клапанов. Сброс от предохранительных клапанов направляется на факел закрытого типа.

Из дегазатора нефть через задвижки при давлении 0,05 МПа поступает в электростатический коагулятор для глубокого обезвоживания и обессоливания под действием электрического поля.

Нефть - из электрокоагулятора направляется на прием 2-х насосов, с помощью которых закачивается в резервуар для нефти.

В связи с возможностью образования выпадения парафина и увеличения вязкости транспортируемой нефти предусматривается ее подогрев в блочных трубчатых печах до температуры $t = 70 \text{ C}^0$

Для улучшения расслоения эмульсии в трубопровод нефтяной эмульсии перед пробкоуловителями производится ввод деэмульгатора в количестве 60-100 г/т нефти в зависимости от типа применяемого химреагента.

Для хранения и дозированного ввода жидкого деэмульгатора в нефтепровод установки подготовки нефти предусмотрена установка дозирования деэмульгатора, в состав которой входит: блок дозирования и емкость для хранения деэмульгатора объемом 200 м³.

В целях предотвращения выпадения парафина в условиях транспорта, в нефть вводится ингибитор парафиноотложения в количестве 100 г/т нефти в зависимости от типа применяемого химреагента. [6]

2.5 Расчет оборудования установки подготовки нефти

2.5.1 Расчет пробкоуловителя

В расчет сепаратора входит:

- определение значение критерия Рейнольдса на входном трубопроводе;
- определение значение критерия Рейнольдса на выходном трубопроводе;
- определение значение критерия Рейнольдса в аппарате;
- определение количества аппаратов.

(Данные для расчета взяты из технологического регламента).

Расчет:

Определяем объемный расход нефтяной эмульсии.

$$V = \frac{G}{\rho}, \quad (2.15)$$

Где G – массовый расход сырья, кг/с;
 ρ – плотность сырья, кг/м³.

$$V = \frac{20000000000}{365 * 24 * 60 * 60 * 851,5} = 0,687 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Определяем скорость нефтяной эмульсии на входном трубопроводе.

$$\omega = \frac{V}{0,785 \cdot d^2}, \quad (2.16)$$

где d – диаметр трубопровода, м.

$$\omega = \frac{0,382}{0,785 \cdot 0,8^2} = 1,367 \text{ м/с}.$$

Определяем значение критерия Рейнольдса на входном трубопроводе.

$$Re_1 = \frac{\omega \cdot d \cdot \rho}{\mu}, \quad (2.17)$$

Где μ – динамический коэффициент вязкости, мПа*с

$$Re_1 = \frac{1,367 \cdot 0,7 \cdot 851,5}{27,52 \cdot 10^{-3}} = 29600,627$$

Определяем скорость нефтяной эмульсии в аппарате.

$$\omega = \frac{V}{0,785 \cdot d^2}, \quad (2.18)$$

Где d – внутренний диаметр аппарата, м.

$$\omega = \frac{0,687}{0,785 \cdot 3^2} = 0,097 \text{ м/с.}$$

Определяем значение критерия Рейнольдса в аппарате.

$$Re_2 = \frac{0,019 \cdot 3 \cdot 851,5}{27,52 \cdot 10^{-3}} = 10032,91. \quad (2.19)$$

Для полноты процесса в пробкоуловителе должен установиться ламинарный режим движения жидкости, для данного объема нефти нужно поставить 5 аппарата одинаковой мощности.

$$Re_{кр} \geq Re \quad 2300 > 2006,582. \quad (2.20)$$

2.5.2 Тепловой расчет НГВРП

Цель этапа: кроме К.П.Д. расхода топлива и теплопроизводительности печи, рассчитать необходимое количество нефтегазоводоразделителей в зависимости от паспортной производительности и количества подаваемого сырья.

А) Определение необходимого количества аппаратов НГВРП

Производительность НГВРП по нефтяной эмульсии не более 180 м³/ч, следовательно что необходимое количество НГВРП находим по формуле:

$$n = V_{\text{общ}} / V_{\text{доп}} = \frac{2377}{180} = 13,2, \quad (2.21)$$

где $V_{\text{общ}}$ - общая объемная производительность установки подготовки нефти, м³/ч

$V_{\text{доп}}$ - допустимая производительность, не более, м³/ч

Рассчитываем количество сырья, подаваемого на один НГВРП:

$$G = G_{\text{общ}}/13 = 197,20 \cdot 10^5 / 13 = 1493 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}, \quad (2.22)$$

Где $G_{\text{общ}}$ - общая массовая производительность установки подготовки нефти, кг/ч.

Б) Тепловой баланс, к.п.д. и тепловая нагрузка НГВРП

Уравнение теплового баланса для НГВРП выглядит так:

$$Q_{\text{прих.}} = Q_{\text{расх.}} \quad (2.23)$$

Расчет теплового баланса ведется на 1 кг топлива.

Статьи расхода тепла:

$$Q_{\text{расх.}} = q_{\text{пол.}} + q_{\text{ух.}} + q_{\text{пот.}}, \quad (2.24)$$

где $q_{\text{пол.}}$, $q_{\text{ух.}}$, $q_{\text{пот.}}$ – соответственно полезно воспринятое в печи сырьем, теряемое с уходящими из печи дымовыми газами, теряемое в окружающую среду, кДж/кг.

Статьи прихода тепла:

$$Q_{\text{прих.}} = Q_p^H + C_m \cdot t_m + \alpha \cdot L_0 \cdot C_v \cdot t_v, \quad (2.25)$$

где C_t, C_v , – соответственно теплоемкости топлива, воздуха, кДж/кг;
 t_t, t_v , – температуры топлива, воздуха, °С.

Явное тепло топлива и воздуха обычно невелико и ими часто в технических расчетах пренебрегают.

Итак, уравнение теплового баланса запишется в следующем виде:

$$Q_{прих.} = Q_{расх.} \approx Q_p^H,$$

$$Q_{прих.} = q_{пол.} + q_{ух.} + q_{пот.} = Q_p^H$$

$$\text{или } q_{пол.} = Q_p^H - q_{ух.} - q_{пот.}, \quad (2.26)$$

откуда коэффициент полезного действия НГВРП:

$$\eta = \frac{q_{пол.}}{Q_p^H} = 1 - \frac{q_{ух.}}{Q_p^H} - \frac{q_{пот.}}{Q_p^H}, \quad (2.27)$$

где $\frac{q_{ух.}}{Q_p^H}, \frac{q_{пот.}}{Q_p^H}$ – соответственно потери тепла с уходящими дымовыми

газами и потери тепла в окружающую среду в долях от низшей теплотворной способности топлива.

Потери тепла в окружающую среду $q_{пот.}$ принимаем 2 % (0,02 в долях) от низшей теплотворной способности топлива, т.е. $\frac{q_{пот.}}{Q_p^H} = 0,02$, откуда

$$q_{пот.} = Q_p^H \cdot 0,02 = 49570 \cdot 0,02 = 991,1 \text{ кДж/кг}. \quad (2.28)$$

Температура уходящих дымовых газов определяется равенством:

$$t_{ух.} = t_1 + \Delta t = t_1 + (700 \div 750) \quad (2.29)$$

где t_1 – температура нагреваемого продукта на входе в НГВРП, °С;

Δt – разность температур теплоносителей на выходе из НГВРП; принимаем $\Delta t = 707 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$$t_{\text{yx.}} = 20 + 707 = 727 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (1000 K)}.$$

При этой температуре определяем потери тепла с уходящими газами:

$$q_{\text{yx.}} = q_{1000} = (1000 - 273) \cdot (2,82 \cdot 1,06825 + 2 \cdot 2,051 + 0,38 \cdot 1 + 13,85 \cdot 1,08) = 16422,9 \text{ кДж/кг.} \quad (2.30)$$

$$q_{\text{пол.}} = 49570 - 16422,9 - 991,1 = 32156 \text{ кДж/кг.} \quad (2.31)$$

Итак, определяем к.п.д. печи:

$$\eta = 1 - \frac{16422,9}{49570} - 0,02 = 0,65. \quad (2.32)$$

Расчет полезной тепловой нагрузки НГВРП производим по формуле:

$$Q_{\text{пол.}} = G_{\text{НЭ}} * c_{\text{НЭ}} (t_{\text{к}} - t_{\text{н}}), \quad (2.33)$$

где $G_{\text{НЭ}}$ – производительность разделителя по сырью, кг/ч;

$c_{\text{НЭ}}$ – теплоемкость нефтяной эмульсии, кДж/кг,

$t_{\text{к}}$ и $t_{\text{н}}$ – температура конечная и начальная.

Определение теплоемкости нефти в зависимости от температуры и давления можно определить по формуле:

$$C_n = 1,5072 + \frac{T - 223}{100} (1,8132 - 1,5072 \rho_{277}^{293}) \quad (2.34)$$

Нефть приходит с температурой 293К, плотности при этой температуре составит 947 кг/м³

$$C_n = 1,5072 + \frac{293 - 223}{100} (1,8132 - 1,5072 \cdot 0,947) = 1,785 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К},$$

Теплоемкость попутных газов рассчитаем по правилу смешения средних теплоемкостей компонентов, приведенных в таблице 2.10 [18]:

Таблица 2.10 - Средние теплоемкости газов

| | CO ₂ | N ₂ | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | н-C ₄ H ₁₀ | и-C ₄ H ₁₀ |
|----------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Средняя теплоемкость, кДж/(кг·К) | 0,843 | 1,036 | 2,226 | 1,751 | 1,667 | 1,682 | 1,666 |
| Содержание, % | 0,4 | 0,1 | 94,0 | 2 | 1,5 | 1,3 | 0,7 |

$$C_{\text{газ}} = 0,004 \cdot 0,843 + 0,001 \cdot 1,036 + 0,94 \cdot 2,226 + 0,02 \cdot 1,751 + 0,015 \cdot 1,667 + 0,013 \cdot 1,682 + 0,007 \cdot 1,666 = 2,037 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

Теплоемкость воды с содержанием различных солей, кислот и оснований рассчитываем аналогичным образом, таблица 2.11 [18]:

Таблица 2.11 - Средние теплоемкости солей

| | H ₂ CO ₃ | H ₂ SO ₄ | HCl | Ca(OH) ₂ | Mg(OH) ₂ | Na(OH)+K(OH) |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|---------------------|---------------------|--------------|
| Средняя теплоемкость, | 0,576 | 1,416 | 0,766 | 1,181 | 1,320 | 1,332 |

| | | | | | | |
|---------------|-----|-----|---|---|-----|---|
| кДж/(кг·К) | | | | | | |
| Содержание, % | 0,7 | 0,1 | 6 | 1 | 0,3 | 3 |

$$C_{\text{воды}} = 4,2 \cdot 0,9 + 0,576 \cdot 0,007 + 1,416 \cdot 0,002 + 0,766 \cdot 0,06 + 1,181 \cdot 0,01 + 1,320 \cdot 0,003 + 1,332 \cdot 0,03 = 3,89 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

Так как нефть приходит с 12,6%-ой обводненностью и содержит 0,8% попутного газа, поэтому рассчитаем теплоемкость приходящей нефти по правилу смешения:

$$C_{\text{нз}} = 3,89 \cdot 0,126 + 1,718 \cdot 0,866 + 2,2037 \cdot 0,008 = 2,038 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

Рассчитываем полезную тепловую нагрузку печи:

$$Q_{\text{пол.}} = 1493 \cdot 10^3 \cdot 2,038 \cdot 25 = 76 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}$$

Определяем полную тепловую нагрузку разделителя:

$$Q_m = \frac{Q_{\text{пол.}}}{\eta} = \frac{76 \cdot 10^6}{0,65} = 117 \cdot 10^6 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}} = 3,44 \text{ МВт.} \quad (2.35)$$

Часовой расход топлива:

$$B = \frac{Q_m}{Q_p^H} = \frac{117 \cdot 10^6}{49570} = 154,33 \text{ кг/ч.} \quad (2.36)$$

$$B_{\text{общ}} = 154,33 \cdot 10 = 1543,3 \text{ кг/ч} \quad (2.37)$$

В) Расчет процесса горения топлива

Низшая теплотворная способность топлива определяется по уравнению:

$$Q_p^H = \sum Q_i^H \cdot C_i, \quad (2.38)$$

где Q_i^H и C_i – соответственно теплотворная способность компонента попутного газа и его массовая доля.;

$$Q_p^H = 50010 \cdot 0,94 + 47490 \cdot 0,02 + 46350 \cdot 0,015 + 45715 \cdot 0,02 = 49570 \text{ кДж/кг.}$$

Теоретическое количество воздуха, необходимого для сгорания 1 кг топлива:

$$L_0 = 0,115 \cdot C + 0,345 \cdot H + 0,043 \cdot (S - O); \quad (2.39)$$

$$L_0 = 0,115 \cdot 77 + 0,345 \cdot 22 = 16,4 \text{ кг/кг.}$$

Фактический расход воздуха:

$$L = \alpha \cdot L_0, \quad (2.40)$$

где α – коэффициент избытка воздуха;

$$L = 1,1 \cdot 16,4 = 18 \text{ кг/кг.}$$

Количество продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива:

$$G = 1 + \alpha \cdot L_0, \quad (2.41)$$

$$G = 1 + 1,1 \cdot 14,26 = 19 \text{ кг/кг.}$$

Количество газов, образующихся при сгорании 1 кг топлива:

$$m_{CO_2} = 0,03667 \cdot C = 0,03667 \cdot 77 = 2,82 \text{ кг/кг}; \quad (2.42)$$

$$m_{H_2O} = 0,09 \cdot H = 0,09 \cdot 22 = 2 \text{ кг/кг}; \quad (2.43)$$

$$m_{O_2} = L_0(\alpha - 1) \cdot 0,232 = 16,4 \cdot (1,1 - 1) \cdot 0,232 = 0,38 \text{ кг/кг}; \quad (2.44)$$

$$m_{N_2} = \alpha \cdot L_0 \cdot 0,768 = 1,1 \cdot 16,4 \cdot 0,768 = 13,85 \text{ кг/кг}; \quad (2.45)$$

Проверка осуществляется, исходя из условия: $\sum_{i=1}^M m_i = G$; (2.46)

$$2,82 + 2 + 0,38 + 13,85 = 19,05 \text{ кг/кг} \approx 19 \text{ кг/кг}.$$

Объемный расход воздуха, необходимого для сгорания 1 кг топлива:

$$V_0 = 0,089 \cdot C + 0,267 \cdot H; \quad (2.47)$$

$$V_0 = 0,089 \cdot 77 + 0,267 \cdot 22 = 12,73 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Расчет теплосодержания продуктов сгорания на 1 кг топлива при заданной температуре производится по формуле:

$$q_t = (T - 273) \cdot (m_{CO_2} \cdot C_{CO_2} + m_{H_2O} \cdot C_{H_2O} + m_{O_2} \cdot C_{O_2} + m_{N_2} \cdot C_{N_2}), \quad (2.48)$$

где T – температура продуктов сгорания, К;

C_i – средние массовые теплоемкости продуктов сгорания, кДж/кг·К;

$$q_{293} = (293 - 273) \cdot (2,82 \cdot 0,8286 + 2 \cdot 1,8632 + 0,38 \cdot 0,9169 +$$

$$+ 13,85 \cdot 1,0308 = 413,76 \text{ кДж/кг.}$$

Выводы:

- 1) необходимое количество аппаратов НГВРП $n = 13$ шт;
- 2) коэффициент полезного действия разделителя $\eta = 0,65$, что соответствует норме для печей такого типа;
- 3) полная тепловая нагрузка разделителя составила 3,44 МВт;
- 4) низшая теплотворная способность топлива составила 49570 кДж/кг, количество продуктов сгорания на 1 кг сжигаемого топлива – 19 кг/кг.

Упрощенный расчет камеры радиации

Цель этого этапа расчета: определение температуры продуктов сгорания, покидающих топку, и фактической теплонапряженности поверхности радиантных труб.

Температуру продуктов сгорания, покидающих топку, находим методом последовательного приближения (метод итераций), используя уравнение:

$$T_n = 100 \cdot \sqrt[4]{\frac{1}{\Psi} \cdot \left[\frac{1}{C_s} \cdot \frac{H_p}{H_s} (q_p - q_{pk}) + \left(\frac{\theta}{100} \right)^4 \right]}, \quad (2.50)$$

где q_p и q_{pk} – теплонапряженность поверхности радиантных труб (фактическая) и приходящаяся на долю свободной конвекции, ккал/м²·ч;

H_p – поверхность нагрева радиантных труб, м²

H_p / H_s – отношение поверхностей, зависящее от типа печи, от вида и способа сжигания топлива; принимаем $H_p / H_s = 2,5$

θ – средняя температура наружной стенки радиантных труб, К;

Ψ – коэффициент, для топок со свободным факелом $\Psi = 1,2$ [1, с.42];

$C_s = 4,96$ ккал/м²·ч·К – коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела.

Суть расчета методом итераций заключается в том, что мы задаемся температурой продуктов сгорания $T_{п}$, которая находится в пределах 1000÷1200 К, и при этой температуре определяем все параметры, входящие в уравнение для расчета $T_{п}$. Далее по этому уравнению вычисляется $T_{п}$ и сравнивается полученное значение с ранее принятым. Если отклонения более чем 5%, то расчет возобновляется с принятием $T_{п}$, равной рассчитанной в предыдущей итерации. Расчет продолжается до тех пор, пока заданное и рассчитанное значения $T_{п}$ не совпадут с достаточной точностью.

Для первой итерации принимаем $T_{п} = 1000$ К.

Средние массовые теплоемкости газов при данной температуре, кДж/кг·К:

$$C_{CO_2} = 1,06825; C_{H_2O} = 2,0514;$$

$$C_{O_2} = 1,0071; C_{N_2} = 1,07915;$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре $T_{п} = 1000$ К:

$$I = (T_n - 273) \cdot (m_{CO_2} \cdot C_{CO_2} + m_{H_2O} \cdot C_{H_2O} + m_{O_2} \cdot C_{O_2} + m_{N_2} \cdot C_{N_2}), \quad (2.51)$$

$$I = (1000 - 273) \cdot (2,82 \cdot 1,06825 + 2,07 \cdot 2,0514 + 0,38 \cdot 1,0071 + 13,85 \cdot 1,07915) = 16422,9 \text{ кДж/кг.}$$

Максимальная температура продуктов сгорания определяется по формуле:

$$T_{\max} = T_0 + \frac{Q_p^H \cdot \eta_m}{\sum m_i \cdot C_i}, \quad (2.52)$$

где T_0 – приведенная температура продуктов сгорания; $T_0 = 293$ К;

$\eta_t = 0,99$ – к.п.д. топки;

$$T_{\max} = 293 + (49570 \cdot 0,99 / (2,82 \cdot 1,06825 + 2,07 \cdot 2,0514 + 0,38 \cdot 1,0071 + 13,85 \cdot 1,07915)) = 2385 \text{ К.}$$

Средние массовые теплоемкости газов при температуре T_{\max} , кДж/кг·К:

$$C_{CO_2} = 1,25 ; C_{H_2O} = 2,52 ;$$

$$C_{O_2} = 1,1358 ; C_{N_2} = 1,2267 ;$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре T_{\max} :

$$I_{\max} = (T_{\max} - 273) \cdot \sum (m_i \cdot C_i) ; \quad (2.53)$$

$$I_{\max} = (2385 - 273) \cdot (2,82 \cdot 1,25 + 2,07 \cdot 2,52 + 0,38 \cdot 1,1358 + 13,85 \cdot 1,2267) = 55250 \text{ кДж/кг.}$$

Теплосодержание продуктов сгорания при температуре T_{yx} :

$$I_{yx} = q_{yx} = 16422,9 \text{ кДж/кг.} \quad (2.54)$$

Коэффициент прямой отдачи:

$$\mu = \frac{I_{\max} \cdot \eta_m - I}{I_{\max} \cdot \eta_m - I_{yx}} = \frac{55250 \cdot 0,99 - 16422,9}{55250 \cdot 0,99 - 16422,9} = 1 \quad (2.55)$$

Фактическая теплонапряженность поверхности радиантных труб:

$$q_p = \frac{Q_{\text{пол.}}}{H_p} \cdot \mu = \frac{8,063 \cdot 10^6 / 4,1868}{65,54} \cdot 1 = 29383,8 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч.} \quad (2.56)$$

Температура наружной стенки экрана вычисляется по формуле:

$$\theta = t_{cp} + 273 + \frac{q_p}{\alpha_2} + \frac{q_p \cdot \delta}{\lambda} + \frac{q_p \cdot \delta_{зол.}}{\lambda_{зол.}}, \quad (2.57)$$

где $\alpha_2 = 600 \div 1000$ ккал/м²·ч·К – коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемому продукту; принимаем $\alpha_2 = 800$ ккал/м²·ч·К;

δ – толщина стенки трубы, $\delta = 0,01$ м (15, табл.5);

$\lambda = 30$ ккал/м·ч·К – коэффициент теплопроводности стенки трубы;

$\delta_{зол.} / \lambda_{зол.}$ – отношение толщины к коэффициенту теплопроводности зольных отложений; для жидких топлив $\delta_{зол.} / \lambda_{зол.} = 0,002$ м²·ч·К/ккал [1, с.43];

$$t_{cp} = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{20 + 45}{2} = 32,5^{\circ}\text{C} \text{ – ср.температура нагреваемого продукта; } (2.58)$$

$$\theta = 32,5 + 273 + \frac{29383,8}{800} + \frac{29383,8 \cdot 0,01}{30} + 29383,8 \cdot 0,002 = 410,8 \text{ К.}$$

Теплонапряженность поверхности радиантных труб, приходящаяся на долю свободной конвекции:

$$q_{p.к.} = 1,8 \cdot \sqrt[4]{(T_n - \theta)} \cdot (T_n - \theta); \quad (2.59)$$

$$q_{p.к.} = 1,8 \cdot \sqrt[4]{(1000 - 410,8)} \cdot (1000 - 410,8) = 5225,15 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч.}$$

Итак, температура продуктов сгорания, покидающих топку:

$$T_n = 100 \cdot \sqrt[4]{\frac{1}{1,2} \cdot \left[\frac{1}{4,96} \cdot 2,5 \cdot (29383,8 - 5225,15) + \left(\frac{410,8}{100} \right)^4 \right]} = 1008,7 \text{ К.} \quad (2.60)$$

Как видим, рассчитанная T_n не различается со значением, принятым в начале расчета, более чем на 5%, следовательно принимаем значение

$$T_n = 1008,7 \text{ К.}$$

Выводы: 1) рассчитали температуру продуктов сгорания, покидающих НГВРП, при помощи метода последовательного приближения; ее значение

$$T_n = 1008,7 \text{ К;}$$

2) фактическая теплонапряженность поверхности радиантных труб при этом составила $q_p = 29383,8 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч}$;

3) сравнивая полученное значение фактической теплонапряженности с допусаемым для данной печи $q_{\text{доп}} = 35 \text{ Мкал/м}^2 \cdot \text{ч}$ (см. табл.2), можно сказать, что наша печь работает с недогрузкой.

2.5.3 Расчет дегазатора

В объем расчета дегазатора входят:

- определение необходимого количества аппаратов

Необходимое количество дегазаторов рассчитываем от общей производительности установки и паспортной допустимой производительности дегазатора

$$n = V_{\text{общ}} / V_{\text{доп}} = \frac{2008,674}{994,6} = 2, \quad (2.61)$$

где $V_{\text{общ}}$ – общая производительность установки

$V_{\text{доп}}$ – количество нефтяной эмульсии, поступающей на дегазатор

Принимаем $n = 2$ аппаратам.

2.5.4. Расчет электрокоагулятора

В объем расчета электрокоагулятора входят:

- определение необходимого количества аппаратов

Необходимое количество электрокоагулятора рассчитываем от общей производительности установки и паспортной допустимой производительности электрокоагулятора

$$n = V_{\text{общ}} / V_{\text{доп}} = \frac{2006,6}{800} = 2,5 \approx 3, \quad (2.62)$$

где $V_{\text{общ}}$ – общая производительность установки

$V_{\text{доп}}$ – количество нефтяной эмульсии, поступающей на электрокоагулятора

Принимаем $n = 3$ аппаратам.

2.5.5 Расчет печи трубчатой блочной ПТБ-10Э

Основными показателями, характеризующими работу трубчатой печи, являются производительность печи, полезная тепловая нагрузка, теплонапряженность поверхности нагрева, коэффициент полезного действия печи.

1. Полезная тепловая нагрузка печи ($Q_{\text{пол}}$, Вт или кДж/ч), или тепловая мощность установки прямой перегонки нефти складывается из тепла, затраченного на нагрев и испарения нефти.

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{нагр}} + Q_{\text{исп}} \quad (2.63)$$

Тепло, необходимое для нагрева нефти ($Q_{\text{нагр}}$)

$$Q_{\text{нагр}} = G \cdot (1 - e) \cdot (I_{t_2}^{\text{ж}} - I_{t_1}^{\text{ж}}) \quad (2.64)$$

Тепло, необходимое для испарения нефти ($Q_{\text{исп}}$)

$$Q_{\text{исп}} = G \cdot e \cdot (I_{t_2}^{\text{п}} - I_{t_1}^{\text{ж}}) \quad (2.65)$$

где G – производительность печи (по сырью), кг/ч; e – массовая доля отгонки сырья, доля единицы; $I_{t_1}^ж, I_{t_2}^ж$ – энтальпии жидкости при температурах ввода и вывода ее из печи, кДж/кг, [18]; $I_{t_2}^п$ – энтальпия паров при температуре вывода их из печи, кДж/кг, [18];

$$Q_{нагр} = 368660 \cdot (1 - 0,0497)(133,27 - 83,655) = 17382028,45 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{исп} = 368660 \cdot 0,0497 \cdot (449,66 - 83,655) = 134931624,8 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{пол} = 17382028,45 + 134931624,8 = 152313653,2 \text{ кДж/ч} = \\ = 42343,12 \cdot 10^3 \text{ Вт}$$

2. Коэффициент полезного действия трубчатой печи – доля тепла, полезно использованного в печи на нагрев нефти. При полном сгорании топлива к.п.д. печи зависит от ее конструкции, от потерь тепла с уходящими дымовыми газами через кладку печи, от коэффициента избытка воздуха. Коэффициент полезного действия колеблется в пределах 0,6-0,8 и определяется по формуле:

$$\eta = \frac{Q_p^н - (q_{пот} + q_{ух.г} + q_{н.сг})}{Q_p^н}, \quad (2.66)$$

Где η - к.п.д. печи; $Q_p^н$ - теплота сгорания топлива, кДж/кг; $q_{пот}$ - потери тепла в окружающую среду через кладку печи, кДж/кг; $q_{ух.г}$ - потери тепла с уходящими дымовыми газами, кДж/кг; $q_{н.сг}$ - потери тепла от неполноты сгорания топлива, кДж/кг (практически 0,5-1,0%).

Тепловые потери в окружающую среду через кладку печи составляют 4-8% от рабочей теплоты сгорания топлива. Потери тепла с дымовыми газами, уходящие из печи в дымовую трубу зависят от коэффициента избытка воздуха и температуры этих газов.

$$t_{ух.} = t_c + (150 \div 200) \quad (2.67)$$

где $t_{ух.}$ – температура уходящих дымовых газов, °С;

t_c – температура поступающего в печь сырья, °С;

$$t_{ух.} = 70 + 150 = 220^\circ\text{C}$$

Коэффициента избытка воздуха принимаем 1,2. Таким образом принимаем $q_{ух.г}$ равным 15% от рабочей теплоты сгорания топлива.

Теплота сгорания топлива – количество тепла, выделившегося при сгорании 1 кг топлива. Значение низшей теплоты сгорания топливного газа принимаем $Q_p^H = 48557$ кДж/кг [2, с.88].

$$\eta = \frac{48557 - (2427,85 + 7283,55 + 242,79)}{48557} = 0,795 \quad (2.68)$$

3. Расход топлива (B , кг/ч) в печи вычисляют по формуле:

$$B = \frac{Q_{пол.}}{Q_p^H \cdot \eta} = \frac{152313653,2}{48557 \cdot 0,795} = 3876_{\text{кг/ч}} \quad (2.69)$$

Выводы: 1) расчеты показали, что коэффициент полезного действия нашей печи $\eta = 0,795$, т.е. довольно высокий, т.к. для трубчатых печей значение к.п.д. находится в пределах от 0,60 до 0,80 [2, с.87];

2) полезная тепловая нагрузка печи составила 14,5 МВт.

Упрощенный расчет камеры радиации

При расчете радиантной секции печи устанавливают зависимость между количеством тепла, получаемым трубами этой секции, величиной поверхности нагрева, температурой дымовых газов над перевальной стенкой и тепловой напряженностью радиантных труб.

1. Принимаем температуру дымовых газов над перевальной стенкой $t_{п}=800^\circ\text{C}$.

2. Определяем среднюю теплоемкость ($C_{\text{ср}}$, кДж/кг·К) продуктов сгорания 1 кг топлива при $t_{\text{п}}$. Расчет ведут по уравнению:

$$C_{\text{ср}} = \sum G \cdot C_{\text{комп}} = 2,98 \cdot 0,89 + 2,40 \cdot 93 + 14,2 \cdot 1,03 + 0,73 \cdot 0,921 = 22,287 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}, \quad (2.70)$$

Где G – масса газов, образующихся при сгорании 1 кг топлива (в кг),
 $G_{\text{CO}_2}=2,98$ кг; $G_{\text{H}_2\text{O}}=2,40$ кг; $G_{\text{N}_2}=14,2$ кг; $G_{\text{O}_2}=0,73$ кг;

$C_{\text{комп}}$ – теплоемкости продуктов сгорания соответственно (по графику [2, с. 91]).

Энтальпия продуктов сгорания равна:

$$I_{t_{\text{п}}} = C_{\text{ср}} \cdot t_{\text{п}} = 22,287 \cdot 800 = 17829 \text{ кДж/кг} \quad (2.71)$$

3. Приведенную температуру исходной системы t_0 принимаем равной температуре поступающего воздуха $t_0=20^\circ\text{C}$.

4. Максимальную расчетную температуру горения определяем по формуле:

$$T_{\text{max}} = T_0 + \frac{Q_p^h \cdot \eta_m}{C_{\text{pm}}} = 293 + \frac{48557 \cdot 0,95}{22,287} = 2362 \text{ К}, \quad (2.72)$$

где $\eta_{\text{т}} = 0,95$ – к.п.д. топки.

Количество тепла, воспринимаемого нефтью через радиантные трубы, рассчитывают по формуле:

$$Q_p = Q_{\text{пол}} \cdot 0,95 = 49601181,12 = 13778 \cdot 10\text{Вт} \quad (2.73)$$

5. Энтальпия нефти на входе в радиантные трубы по формуле:

$$I_{\text{к}} = 83,655 \text{ кДж/кг} \quad (2.74)$$

По таблицам зависимости энтальпии от температуры (Приложение 20 [2]) находят что полученному значению энтальпии отвечает температура $t_k=45^\circ\text{C}$.

6. Средняя температура наружной поверхности радиантных труб по формуле:

$$t_{\text{ст}} = \frac{t_2 + t_k}{2} + t_0 = \frac{370 + 45}{2} + 20 = 227,5^\circ\text{C} \quad (2.75)$$

7. По графикам (рис 39 [2]) по известным величинам $t_{\text{п}}=800^\circ\text{C}$, $t_{\text{max}} = 2362\text{K}$ и $t_{\text{ст}} = 227,5$ интерполяцией находят значение параметра q_s .

$$q_s = Q/H_S = 10 \cdot 10^4 \text{ Вт/м}^2 \quad (2.76)$$

Общее количество тепла внесенного в топку:

$$\begin{aligned} Q &= V \cdot Q_p^{\text{н}} \cdot \eta_m = 3876 \cdot 48577 \cdot 0,95 = 62415372,9 = \\ &= 178840 \cdot 10^3 \text{ Вт} \end{aligned} \quad (2.77)$$

Предварительное значение эквивалентной абсолютно черной поверхности:

$$H_S = Q/q_s = 178840 \cdot 10^3 / 100 \cdot 10^3 = 173 \text{ м}^2 \quad (2.78)$$

8. Задаются степенью экранирования кладки $\varphi = 0,55$. По графику (рис 40, [1]) определяют величину $\frac{H_S}{H_L} = 0,74$

9. Эквивалентная плоская поверхность

$$H_L = H_S : H_S/H_L = 173/0,74 = 233 \text{ м}^2 \quad (2.79)$$

10. Площадь заэкранированной плоской поверхности, заменяющей трубы

$$H = H_{\text{л}}/K = 233/0,87 = 268 \text{ м}^2 \quad (2.80)$$

Фактор формы K определяют по графику (рис 41, [2]) при однорядном экране и расстоянии между трубами $2d$ фактор формы $K=0,87$.

11. Поверхность радиантных труб

$$H_{\text{р.тр}} = \frac{\pi}{2} \cdot H = \frac{3,14}{2} \cdot 268 = 420 \text{ м}^2 \quad (2.81)$$

12. Проводят поверочный расчет радиантной секции. Величина неэкранированной поверхности по формуле:

$$F = \left(\frac{1}{\varphi} - 1\right) \cdot H_{\text{л}} = \left(\frac{1}{0,55} - 1\right) \cdot 420 = 344 \text{ м}^2 \quad (2.82)$$

13. Уточненное значение абсолютно черной поверхности по формуле:

$$H_{\text{с}} = \frac{\varepsilon_{\text{в}}}{\varphi(T)} \cdot (\varepsilon_{\text{н}} \cdot H_{\text{л}} + \beta \cdot \varepsilon_{\text{ф}} \cdot F) \quad (2.83)$$

Где $\varepsilon_{\text{в}}$ - степень черноты поглощающей среды, приближенно для данного топлива $\varepsilon_{\text{в}}$ можно подсчитать используя коэффициент α – коэффициент избытка воздуха:

$$\varepsilon_{\text{в}} = \frac{2}{1+2,15 \cdot \alpha} = \frac{2}{1+2,15 \cdot 1,2} = 0,55; \quad (2.84)$$

$\varphi(T)$ принимаем равным 0,8;

$\varepsilon_{\text{н}}$ и $\varepsilon_{\text{ф}}$ - соответственно степень черноты экрана и кладки печи; $\varepsilon_{\text{н}} = \varepsilon_{\text{ф}} = 0,9$;

β – коэффициент.

Коэффициент β по формуле:

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_v}{1 - \varepsilon_v} + \frac{1}{\varepsilon_H \cdot \rho_{FH}}} = \frac{1}{1 + \frac{0,55}{1 - 0,55} + \frac{1}{0,9 \cdot 0,55}} = 0,236 \quad (2.85)$$

Где ρ_{FH} - угловой коэффициент взаимного излучения поверхностей экрана и кладки. Так как отношение $H_{л}/F \geq 0,5$, то

$$\rho_{FH} = \frac{H_{л}}{F + H_{л}} = 0,55 \quad (2.86)$$

Значение абсолютно черной поверхности по формуле:

$$H_S = \frac{0,55}{0,8} \cdot (0,9 \cdot 233 + 0,236 \cdot 0,9 \cdot 344) = 195 \text{ м}^2 \quad (2.87)$$

14. Коэффициент теплоотдачи свободной конвекцией от дымовых газов к радиантным трубам по формуле:

$$\alpha_k = 2,1 \cdot \sqrt[4]{t_{п} - t_{ст}} = 2,1 \cdot \sqrt[4]{800 - 227,5} = 4,89 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}) \quad (2.88)$$

15. Температурная поправка теплопередачи в топке по формуле

$$\begin{aligned} \Delta T &= \frac{\alpha_k \cdot H_{р.тр} \cdot (T_{\max} - T_0) - c_S \cdot H_S \cdot T_0^4 \cdot 10^{-8}}{B \cdot G \cdot C_{ср} + \alpha_k \cdot H_{р.тр}} = \\ &= \frac{4,89 \cdot 3,6 \cdot 420 \cdot (2362 - 600) - 5,67 \cdot 195 \cdot 600^4 \cdot 10^{-8}}{3876 \cdot 22,286 + 4,89 \cdot 420} = 360 \text{ К} \end{aligned} \quad (2.89)$$

$$\Delta t = 503^\circ\text{C}$$

Где $H_{р.тр}$ - поверхность радиантных труб; T_{\max} - максимальная температура горения, К; T_0 - средняя температура экрана, К; c_S - постоянная излучения абсолютно черного тела, $c_S = 5,67 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

16. Аргумент излучения по формуле:

$$x = \frac{10 \cdot H_S \cdot c_S}{B \cdot G \cdot C_{cp} + \alpha_k \cdot H_{p,тр}} \cdot \left(\frac{T_{max} - T_0}{1000} \right)^3 =$$

$$= \frac{10 \cdot 195 \cdot 5,67}{3876 \cdot 22,286 + 4,89 \cdot 420} \cdot \left(\frac{2362 - 600}{1000} \right)^3 = 1,87 \quad (2.90)$$

17. Характеристика излучения β_S может быть найдена по графику (рис 43, [2]) в зависимости от найденного аргумента излучения x ; $\beta_S = 0,66$.

18. Уточненное значение температуры дымовых газов на перевале:

$$T_n = \beta_S \cdot (T_{max} - T_0) = 0,66 \cdot (2362 - 600) = 1163 \text{ К или } t_n = 890 \text{ °С} \quad (2.91)$$

Разница между найденной температурой дымовых газов на перевале и принятой небольшая, поэтому результат вычислений можно считать окончательным.

19. Коэффициент прямой отдачи

$$\mu = (t_{max} - t_n) / (t_{max} - t_0) = (2089 - 890) / (2089 - 20) = 0,57 \quad (2.92)$$

20. Количеств тепла, полученного радиантными трубами

$$Q_p = B \cdot Q_p^H \cdot \eta_m \cdot \mu = 3876 \cdot 48577 \cdot 0,95 \cdot 0,57 = 101939315,4 = 28339 \cdot 10^3 \text{ Вт} \quad (2.93)$$

21. Тепловая напряженность радиантных труб:

$$q_{p,тр} = \frac{Q_p}{H_{p,тр}} = \frac{28339 \cdot 10^3}{420} = 67474 \text{ Вт/м}^2 \quad (2.94)$$

Полученное значение радиантных труб допустимо, следовательно, расчет приемлен.

22. Число труб в радиантной камере.

Полезная поверхность одной трубы

$$F_{\text{тр}} = \pi \cdot d \cdot l = 3,14 \cdot 3 \cdot 0,219 = 2,06 \text{ м}^2 \quad (2.95)$$

Принимаем стандартные значения $d=0,219$ и $l=3$ м. Считают, что с обоих концов по 0,2 м трубы заделано в кладку печи.

Число труб:

$$n = \frac{N_{\text{р.тр}}}{F_{\text{тр}}} = \frac{420}{2,06} = 204 \quad (2.96)$$

2.5.6 Расчет резервуарного парка установки.

Расчет резервуаров хранения нефти.

Резервуары нефти предназначен для приема подготовленной продукции и окончательного отстоя. По мере накопления продукции в резервуаре будет наблюдаться дополнительное расслоение на товарную нефть, некондиционную нефть и подтоварную воду, поэтому откачка продуктов производится с трех уровней, в зависимости от состава продукта: товарная нефть со стояка $H=12$ м, некондиционная нефть с отметки $H=5$ м, подтоварная вода с уровня $H=0,5$ м.

Номинальные объемы резервуаров для хранения нефти находим из объема годовой производительности нефти. Эти величины соответствуют значению производительности установки с учетом коэффициента заполнения резервуаров (79%) и условной плотности нефти (0,890 кг/м³). В качестве резервуаров хранения планируем использование рекомендованных в СНиП 2.11.033-93 наземных резервуаров по ГОСТ 1510-84 с плоским днищем и со стационарной конической или сферической крышей.

Результаты расчетов номинальных объемов резервуаров хранения нефти:
 $20000000 / (90 \cdot 0,890 \cdot 0,79) = 316060,62 \text{ м}^3$.

Необходимое количество резервуаров находим исходя из:

время отстаивания нефти – 48ч;

время заполнения-14ч;

время опорожнения-14ч;

Принимаем 6 резервуаров вертикальных с стационарной конической или сферической крышей.

Диаметр резервуара 39,9 м, высота 18.0 м.

2.5.7 Расчет производственного энергопотребления

Основной статьей энергетических затрат резервуарного парка установки являются затраты электроэнергии на перекачивание нефти насосными агрегатами.

Насосная резервуарного парка установки оборудована пятью насосами:

- насосы центробежные для перекачки нефти из электрокоагулятора в резервуар РВС-20000 типа 12НДС-Нм-ТТ-Е-а – 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный). Производительность насоса 300 м³/ч, мощность 870 кВт, напор 630 м.

-насос центробежный для откачки некондиционной нефти из резервуара РВС-20000 типа НМ 180-500 – 1 шт. (1рабочий). Производительность насоса 180 м³/ч, мощность 500 кВт, напор 500 м.

-насосы центробежные для откачки подтоварной воды из резервуара РВС-20000 типа НМ 125-550 – 2 шт. (1 рабочий, 1 резервный). Производительность насоса 125 м³/ч, мощность 315 кВт, напор 550 м.

Расчет энергопотребления:

$$(870+500+315)=1685 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери нефти

Для нефти основными являются потери от испарения. Потери от испарения происходят при хранении, заполнении, опорожнении резервуаров.

Причины потерь от испарения - высокие значения давления насыщенных паров нефти, переход легких фракций в газовую фазу. Испарение увеличивается при повышении температуры поверхности или понижении давления в газовом пространстве резервуаров.

В течение суток резервуар поглощает энергию солнечного излучения, в результате чего температура и давление в газовом пространстве повышается до величины, на которую рассчитан клапан. После этого клапан открывается и

паровоздушная смесь выходит в атмосферу, то есть происходит “малое дыхание”.

“Большое дыхание” - это процесс вытеснения паровоздушной смеси в атмосферу при наполнении резервуаров и транспортных емкостей нефтью или нефтепродуктами.

Потери от “больших дыханий” определяются количеством паров в вытесненной паровоздушной смеси.

Основная доля потерь (от 60 до 80%) при транспортировке и хранении приходится на резервуары.

В резервуарном парке происходят потери от испарения (до 75% всех потерь), утечек, смешения и аварий.

Потери нефтепродуктов в сырьевом парке на испарение (“большое” и “малое” дыхание емкостей) находим для резервуарного парка хранения нефти.

В качестве норматива принимаем коэффициент оборачиваемости равный 90 для резервуаров с номинальным объемом 20 тыс. м³, что годовые потери на испарение от “больших и малых дыханий” (т/год) составляют 0,0203 % от номинальных объемов резервуаров, что составит:

$$20000000/90*0,0203=4511,1\text{т/год}$$

3 Системы управления химико – технологическим процессом

3.1 Выбор и обоснование параметров автоматического контроля, регулирования, управления и сигнализации

Процесс предварительной подготовки нефти является непрерывным, пожаро - взрывоопасным. В таких производствах необходимо добиваться наибольшей автоматизации процессов, исключая тем самым, вредное воздействие опасных и вредных производственных факторов на обслуживающий персонал.

Основными измеряемыми параметрами являются – температура и давление системы, расход компонентов и уровень в аппаратах.

Давление регулируем в пробкоуловителях, трехфазных сепараторах и дегазаторах.

Для успешного разгазирования требуется, чтобы давление в аппарате было меньше парциального давления растворенного попутного газа.

В пробкоуловителях, где отделяется газ высокого давления, оптимальным давлением будет $P = 0,6$ МПа.

В трехфазном сепараторе, где отделяется газ среднего давления, оптимальным давлением будет $P = 0,3$ МПа.

А в дегазаторах, где отделяется остаточный газ, оптимальным давлением будет $P = 0,05$ МПа. При более высоких значениях газ отделяться не будет, а более низкие удастся получить только при использовании дорогостоящих вакуум-установок.

Во всех аппаратах на выходном газопроводе регулируется давление.

Для полноты протекающего процесса в аппаратах поддерживается постоянный уровень нефтяной эмульсии который регулируется клапаном стоящим на выходном трубопроводе аппаратов.

Пробкоуловитель - $L=3$ м;

Трехфазный сепаратор - $L=2,5$ м;

Электрокоагулятор - L=3м;

В путевых подогревателях регулируем температуру нефтяной эмульсии $T=45\text{ C}^0$ подачей горючего газа на горелки.

Так же во всех аппаратах осуществляем контроль температуры, так как она играет ключевую роль в процессе разрушения эмульсий и обводнении нефти.

Повышение температуры необходимо для увеличения разницы плотностей нефти и воды, вследствие которой будет происходить процесс расслоения нефтяной эмульсии. Вода, как более тяжелый компонент будет оседать, а нефть, как более легкий, будет всплывать.

При температуре менее 25 C^0 разницы плотностей нефти и воды недостаточно, чтобы процесс расслоения шел с достаточной скоростью.

Оптимальными температурами являются $35-45\text{ C}^0$.

При повышении температуры выше 50 C^0 скорость расслоения повышается незначительно, следовательно, нецелесообразно греть нефтяную эмульсию выше данных значений, так как это приведет к повышенному расходу газа, повышению нагрузки на печи и снижения их к.п.д.

Для учета материального баланса оборудования по всем приходящим и отходящим продуктам установлены расходомеры. [6]

3.2 Выбор и обоснование приборов и средств автоматизации

Предварительная подготовка нефти – процесс взрывопожароопасный, поэтому система управления (СУ) должна быть выполнена во взрыво- и пожаробезопасном исполнении. А также обеспечить достижение цели управления за счет заданной точности поддержания технологических регламентов в любых условия производства при соблюдении надежной безаварийной работы оборудования. При этом важно, чтобы она была по возможности проста и легка в эксплуатации.

Главной задачей при разработке СУ является выбор параметров, участвующих в управлении, то есть тех параметров, которые необходимо регулировать, контролировать и анализировать. По которым можно определить предаварийное состояние технологического объекта управления (ТОУ).

Приборы и средства автоматики, используемые на установках предварительной подготовки нефти, в основном электропневматические, это обусловлено тем, что на них постоянно действуют высокие температуры, большая концентрация паров нефтепродуктов, и многие другие факторы, влияющие на их точность показаний и долговечность.

По месту измерения параметра автоматизации чаще всего используют бесшкальные, герметичные, взрыво - пожаро - защищенные приборы, которые передают информацию по дистанционной передаче на щит оператора.

Для измерения температуры до 300 °С выбран термопреобразователь сопротивления платиновый ТСПУ Метран-276-Ех взрывозащищенного исполнения с унифицированным выходом 4-20 мА

Для измерения давления используем датчики Метран-100-ДИ искробезопасного исполнения, которые хорошо зарекомендовали себя в работе, имеют относительно низкую стоимость и обеспечивают достаточную точность измерений.

На всех входных и выходных трубопроводах устанавливаем универсальный вихревой счетчик расхода 'Тирэс-Т' которые применяются для точного измерения мгновенного и суммарного расходов невязких нефтепродуктов.

Для измерения уровня используем датчики серии Метран-100-ДГ искробезопасного исполнения. Данные датчики широко применимы, просты в обслуживании и удобны в эксплуатации, обладают малой величиной погрешности, и, что не маловажно, дешевле зарубежных аналогов.

Для преобразования электрического сигнала в пневматический используем преобразователь ЭП-3134-ЩО. Этот прибор выпускается во взрывозащищенном исполнении, применим во взрывоопасных зонах.

При выборе исполнительных механизмов следует учитывать диаметр условного прохода, допустимые пределы давления и температуры, возможность их полноценного функционирования при работе в условиях агрессивных сред и резких колебаний температуры. Данные требования удовлетворяют пневматические мембранные исполнительные механизмы.

Применяем регулирующие клапаны 30чббк – двухседельные, регулирующие, с пневматическим, исполнительным мембранным механизмом. Они предназначены для регулирования различных параметров технологического процесса и применяются на трубопроводах для жидких и газообразных сред. Применимы к агрессивным и непрерывно регулируемым средам.

SIMATIC S7 – 300 - модульный универсальный программируемый контроллер для построения систем автоматизации низкой и средней производительности. Широкий спектр модулей для максимальной адаптации к требованиям любой задачи. Гибкие возможности использования систем распределенного ввода-вывода и простое включение в различные типы промышленных сетей. Удобная для обслуживания конструкция, работа с естественным охлаждением, отсутствие буферной батареи, необслуживаемое сохранение данных при перебоях в питании контроллера. Высокая мощность, обеспечиваемая наличием большого количества встроенных функций.

Номинальный ток 2 А, номинальное напряжение на выходе 24 В. Блоки питания SITOP power обеспечивают качественную стабилизацию и фильтрацию выходного напряжения, защищают нагрузку от перенапряжений, перегрузок и коротких замыканий. Даже при сильных колебаниях входного напряжения, блоки питания SITOP power гарантируют формирование непрерывного и устойчивого выходного напряжения, компенсируя возмущения питающей сети, перенапряжения и помехи. Поэтому срок службы и эксплуатационная надежность подключенного оборудования существенно увеличивается.

Малый вес и простота установки блоков питания SITOP power ускоряет выполнение монтажных работ и снижает затраты на их проведение. Семейство SITOP power охватывает широкую гамму блоков питания с выходным напряжением = 24 В и мощностью нагрузки от 50 до 1000 Вт, блоков питания с альтернативными уровнями выходного напряжения, блоков бесперебойного питания. [10]

4 Безопасность и экологичность

В своей деятельности ОАО «НК «Роснефть» уделяет особое внимание безопасности труда работников, сохранности здоровья населения, проживающего в районах деятельности компании. Данные направления относятся к числу приоритетных.

Четкое соблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда всеми работниками и подрядчиками компании играет ключевую роль в успехе деятельности ОАО «НК «Роснефть».

Одним из приоритетов ЗАО «Ванкорнефть» является обеспечение максимальной безопасности, предотвращение негативного воздействия нефтедобычи на окружающую среду и сохранение ранимой северной природы. Деятельность компании полностью удовлетворяет всем требованиям природоохранного законодательства РФ и стандартам ОАО «НК«Роснефть», призванным обеспечить экологическую безопасность.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Наиболее опасными местами на установке являются: площадка пробкоуловителей; площадка путевых подогревателей; площадка трехфазных сепараторов; площадка электрокоагуляторов; площадка дегазаторов; модуль насосов; площадка резервуаров; колодцы промышленной канализации, приямки, где могут скапливаться газы.

Бригады рабочих и операторов во время работы с оборудованием в закрытом помещении насосной станции подвергаются различным опасным и вредным факторам (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при работе насосной станции

| Опасные и вредные производственные факторы (условные обозначения) | Каким источником вызываются факторы | Причины образования факторов |
|---|---|---|
| П-пожар | Трещина в сварном шве | Несоблюдение технологии сварки и термообработки |
| О-отравление | Углеводороды | При разгерметизации оборудования |
| ТР-травмирование | Технологическое оборудование | При неосторожном обращении |
| Э-поражение электротоком | Электрозадвижки освещение | Пробой изоляции, отсутствие заземления |
| Ш-шум | Работа вентиляторов, крыльчатка воздушного охлаждения насосов | |
| Психофизиологические | Физические перегрузки, нервно-психические перегрузки. | Статические и динамические перегрузки во время работы, умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки. |

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда. [20, 13]

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат Туруханского района резко континентальный субарктический, средние температуры июля 16,7 °С, января –26,3 °С, могут быть морозы до –61 °С. В среднем за год выпадает около 400 мм осадков.

Оборудование установки предварительной подготовки нефти находится на открытой площадке, некоторые виды работ производятся в производственном помещении, объем которого составляет 600 м³.

В холодный период года вспомогательные рабочие подвергаются воздействию климатических факторов, поддержание оптимальных параметров

температурного режима происходит с помощью системы электрического отопления. В зданиях и помещениях поддерживается температура 14-20 °С.

Для обеспечения оптимального теплового баланса организма в холодный период года рабочие обеспечиваются теплой одеждой и специальными помещениями для обогрева (или охлаждения в теплый период года). [7,12]

Для нормализации воздушной среды и защиты от воздействия химических факторов в помещении насосных предусмотрена общеобменная приточная вентиляция. [16]

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Основное оборудование УПН находится на открытой площадке. Для обеспечения подъездов к зданиям и сооружениям запроектированы внутриплощадочные проезды. Система проездов кольцевая и тупиковая с разворотными площадками в конце проезда, что позволяет, в случае возникновения аварийной ситуации, организовать эвакуацию персонала и проезд техники для локализации аварии и ликвидации ее последствий.

На основании расчета воздухообмена в производственном помещении принимаем вентиляторный агрегат А10.090-1, вентилятор В-Ц4-70 с максимальной производительностью $L_{всн} = 26500$ м³/ч, полным давлением $P = 380$ Па.

Освещение в операторной осуществляется пылевлагозащищенными светильниками типа ПВЛ-1с люминесцентными лампами белого света. Освещенность рабочей поверхности не менее 100 лк. В помещениях насосных освещение осуществляется светильниками повышенной надежности против взрыва типа НОГЛ-80 с люминесцентными лампами белого света. Освещенность на рабочей поверхности не менее 100 лк. Аварийное освещение обеспечивается светильниками с лампами накаливания, освещенность на не менее 2 лк.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование

опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [19]

Во взрывоопасных помещениях и снаружи, перед входными дверями предусмотрено устройство световой и звуковой сигнализации о загазованности воздушной среды.

Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Основными вредными веществами являются углеводороды, сероводород, окись углерода, аммиак, химреагенты.

Причиной выделения углеводородов, дымовых газов является несовершенство технологического процесса. Вредные вещества выделяются через неплотности в насосно-компрессорном оборудовании и арматуре, из открытых лотков, незакрытых воздушников отдельных аппаратов.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.2. [3]

Таблица 4.2 – ПДК вредных веществ

| Вещество | Объем, мг/м ³ |
|---|--------------------------|
| Аммиак | 20 |
| Бензин-растворитель (в пересчете на С) | 300 |
| Керосин (в пересчете на С) | 300 |
| Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂ | 4 |
| Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅ | 3 |
| Спирт метиловый (метанол) | 5 |
| Спирт этиловый | 1000 |
| Углеводороды C ₁ —C ₁₀ | 300 |
| Хлор | 0,1 |

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо

проверить исправность противогаса и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом рабочую площадку и проведением газоопасных работ. [13]

Для защиты рабочих от поражения электрическим током применяются: изолирующие электрозщитные средства для персонала, обслуживающего электроустановки, от поражения электрическим током; устройства защитного заземления и заземления электрооборудования, автоматического отключения нетоковедущих металлических частей оборудования (кожухи насосов, компрессоров, воздушных холодильников).

К работе допускаются лица, имеющие квалификационную группу или наряд для проведения работ.[10, 17]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Установка предварительной подготовки нефти по взрывопожароопасности относится к категории А. По классификации взрывоопасных зон к классу В–1г. [10] Критическими значениями параметров на установке предварительной подготовки нефти являются расчетные давление и температура.

Превышение этих параметров может привести к разгерметизации аппаратов и выбросу горячих сред в атмосферу.

Характеристика взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристика взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ

| Наименование | Класс опасности | Температура, С° | | | Концентрационный предел воспламенения % объемн. | | Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³ |
|--------------|-----------------|-----------------|---------------|-------------------|---|----------------|--|
| | | Вспышки | Воспламенения | Самовоспламенения | Нижний предел | Верхний предел | |
| Нефть | 3 | +15...29 | - | 200...300 | 1,4 | 7,4 | 10 |

Окончание таблицы 4.3

| Наименование | Класс опасности | Температура, С° | | | Концентрационный предел воспламенения % объемн. | | Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³ |
|------------------------------|-----------------|-----------------|---------------|-------------------|---|----------------|--|
| | | Вспышки | Воспламенения | Самовоспламенения | Нижний предел | Верхний предел | |
| Деэмульгатор СНПХ-4315Д | 4 | 28 | 30 | 423 | | | 300 (пар) |
| Ингибитор коррозии СНПХ-1004 | 3 | 23 | - | 320 | - | - | 10 (по растворителю) |

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара помещения оборудованы пожарной сигнализацией и автоматическими системами пожаротушения. Также в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [4]

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Внутренними источниками возникновения ЧС являются:

- разрушение топливных печей (в результате теракта, землетрясения, грубого нарушения технологического процесса), при этом возникают возгорания и пожары, короткие замыкания в электрических сетях,

задымленность и загазованность на территории предприятия, поражения персонала (травмы различной тяжести, ожоги, отравления угарным газом);

- взрыв оборудования и коммуникаций (нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации, механическое воздействие): взрыв сепараторов, насосных, разрушение резервуаров, трубопроводов; под воздействием ударной волны разрушаются конструкции зданий, поражения персонала, остановка производства. Возможны радиоактивные загрязнения территории и радиационные поражения.

Технологический процесс подготовки нефти выполняется непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на установке подготовки составляет 25 человек в одну смену.

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На предприятии находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть нефтяных трубопроводов.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования установки, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии необходимо:

- обучать работников действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии, поддерживать их в пригодном к использованию состоянии.

4.7 Экологичность проекта

Источниками вредных выбросов в атмосферу на установке предварительной подготовки нефти являются резервуары с нефтью и нефтепродуктами, очистные сооружения, технологические установки. Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу являются углеводороды, сероводород, окись углерода, аммиак, химреагенты.

Для защите воздушного бассейна в проекте установки предусмотрены следующие мероприятия:

- сброс от предохранительных клапанов осуществляется в закрытую систему на факел;
- работа всех открытых аппаратов производится под подушкой азота или углеводородного газа со сбросом в факельную линию;
- исключены все постоянные выбросы продуктов на факел и в атмосферу за счет герметизации оборудования и насосов;
- технологический процесс осуществляется в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением;
- дымовые газы удаляются через дымовую трубу, которая обеспечивает необходимое рассеивание в атмосфере. [9]

По защите водоемов предусмотрены следующие мероприятия: сооружения механической очистки (решетки, сита, песколовки, отстойники, фильтры), сооружения биологической очистки (биофильтры, аэротенки), для уменьшения водопотребления на установке максимально использованы аппараты воздушного охлаждения.

Для гидроудаления кокса из реакторов в составе установки предусмотрена замкнутая система оборотного водоснабжения с собственным блоком подготовки воды. [9]

5 Основные технико-экономические показатели

5.1 Планирование производства

5.1.1 Режим работы цеха эффективный фонд времени работы оборудования

Режим работы цеха характеризуется прерывной или непрерывной рабочей неделей, числом смен в сутки и продолжительностью рабочей смены в часах.

Календарный фонд времени (T_k) равен количеству календарных дней в плановом периоде. $T_k=365$ дней или $365 \times 24 = 8760$ часов.

Номинальный фонд времени (T_n) равен числу дней работы оборудования в зависимости от установленного режима производства без учёта простоев оборудования в ремонтах и регламентированных остановок.

Эффективный фонд времени ($T_{эф}$) равен разнице между T_n и временем простоя оборудования в ремонтах ($T_{рем}$).

$$T_{эф} = T_n - T_{рем}. \quad (5.1)$$

При непрерывном режиме производства T_n совпадает с T_k .

Продолжительность простоя оборудования в ремонтах определяют по нормативам.

Время простоя в ремонтах определяют следующим образом. Считают количество ремонтов за ремонтный цикл.

Количество капитальных ремонтов (P_k) за ремонтный цикл равно 1.

Количество средних ремонтов ($P_{ср}$) за ремонтный цикл:

$$P_{ср} = P_{ц} / P_{ср} - P_k = P_{ц} / P_{ср} - 1, \quad (5.2)$$

где РЦ – длительность ремонтного цикла, ч;

Р_{спр} – пробег оборудования между средними ремонтами, ч.

Количество текущих ремонтов (Р_т) за ремонтный цикл:

$$P_m = PЦ / П_m - P_{cp} - P_k = PЦ / П_m - P_{cp} - 1, \quad (5.3)$$

где П_т – пробег оборудования между текущими ремонтами, ч.

Время простоя оборудования в ремонтах находят суммированием произведений количества ремонтов на время простоя по каждому виду ремонта.

Исходные данные.

Ремонтный цикл – 365 дней.

Количество капитальных ремонтов – 1.

Время простоя в капитальном ремонте – 21 день.

Время работы оборудования между средними ремонтами – 120 дней.

Время простоя в среднем ремонте – 5 дней.

Время работы оборудования между текущими ремонтами – 30 дней.

Время простоя в текущем ремонте – 1 день.

Количество средних ремонтов:

$$P_{cp} = 365 / 120 - 1 = 3 - 1 = 2.$$

Время простоя в средних ремонтах:

$$5 \cdot 2 = 10 \text{ дней} = 240 \text{ часов.}$$

Количество текущих ремонтов:

$$P_{тек} = 365 / 30 - 2 - 1 = 9.$$

Время простоя в текущих ремонтах:

1·9=9 дней=216 часов.

Итоги расчёта заносим в таблицу 5.1

Таблица 5.1 - Баланс рабочего времени оборудования

| Наименование | Вид производства (непрерывное) | |
|---------------------------|--------------------------------|------|
| | дни | часы |
| 1 | 2 | 3 |
| Календарный фонд времени | 365 | 8760 |
| Выходные, праздничные дни | - | - |
| Номинальный фонд времени | 365 | 8760 |
| Простои оборудования | | |
| 1. Капитальный ремонт | 21 | 504 |
| 2. Средний ремонт | 10 | 240 |
| 3. Текущий ремонт | 9 | 216 |
| ИТОГО простои в ремонтах | 40 | 960 |
| Эффективный фонд времени | 325 | 7800 |

5.1.2 Расчёт производственной программы

Объём производства установлен и равен 20 млн. тонн в год. Требуется подтвердить возможность выпуска заданного объёма продукции выбранным в технологическом проекте оборудованием.

Производственную мощность предприятия (М) рассчитывают:

$$M = Pr \cdot T_{эф} \cdot N \quad (5.4)$$

где Пр – часовая производительность ведущего оборудования;

Тэф – эффективный фонд времени, часы (брали из табл. 7.1.1.1);

Н – количество ведущего оборудования (равно10).

$$M = 6410 \cdot 7800 \cdot 4 = 20000000 \text{ т/год}$$

5.2 Расчет стоимости основных фондов

5.2.1. Расчёт стоимости зданий и сооружений

Изначально стоимость зданий и сооружений можно принять по данным предприятия. В случае, если требуется рассчитать новое производство и строительство, то необходимо учесть следующие показатели: объём, высотность строящихся объектов и нормативы стоимости их строительства.

Таблица 5.2 - Нормативы стоимости строительства, тыс.руб. за 1 м.куб.

| Наименование | Объём здания, тыс. м.куб. | | |
|----------------------|---------------------------|---------|----------|
| | До 10 | 10 – 50 | Свыше 50 |
| 1 | 2 | 2 | 4 |
| Промышленные здания: | | | |
| 1. 1-но этажные | 0,6-1,0 | 0,5-0,9 | 0,7 |
| 2. многоэтажные | 1,0-1,3 | 1,1-1,4 | 1,0 |

В данном производстве:

операторная – двухэтажная:

объём 40х20х10 м – 8000 м³;

стоимость строительства промышленных зданий 1,3 тыс. руб. за 1 м³ – 10400 тыс. руб.

Таблица 5.3 - Затраты на строительство зданий и сооружений.

| Наименование строения | Стоимость, тыс. руб. |
|--------------------------------------|----------------------|
| 1 | 2 |
| Промышленные здания | 10400 |
| Сооружения и передаточные устройства | 4160 |
| ВСЕГО | 14560 |

Стоимость сооружений и передаточных устройств принимаем в размере 40% от стоимости зданий.

5.2.2 Расчёт стоимости технологического оборудования, транспортных средств, инструмента и инвентаря

Стоимость основного технологического оборудования берётся на предприятии во время прохождения учебных практик. Прочее и мелкое оборудование отдельно не рассчитывается, а его стоимость принимается в размере 20 % от стоимости основного оборудования. Дополнительно к сумме стоимости основного и прочего оборудования добавляется стоимость транспортных, монтажных и специальных расходов, величину которых суммарно можно принять в размере 30% от общей стоимости оборудования.

Итоги расчетов заносятся в таблицу 5.4

Таблица 5.4 - Полная стоимость технологического оборудования

| Наименование | Количество | Цена, тыс.руб | Стоимость, тыс.руб |
|--|---------------|---------------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1.Основное технологическое оборудование | | | |
| 1. Пробкоуловитель | 3 | 50000 | 150000 |
| 2. Печь ПТБ-10Э | 4 | 30000 | 120000 |
| 3.НГВРП | 13 | 60000 | 780000 |
| 4. Дегазатор | 2 | 45000 | 90000 |
| 5. Электрокоагулятор | 3 | 70000 | 210000 |
| Итого | | | 1350000 |
| 2. Прочее оборудование | по нормативам | | 270000 |
| Итого п.1+п.2 | | | 1620000 |
| 3. Транспортные, монтажные, спецработы | по нормативам | | 486000 |
| 4. Всего: Полная стоимость технологического оборудования | | | 2106000 |

Стоимость транспортных средств отдельно не рассчитывается, а её величину принимают в размере 10% от полной стоимости технологического оборудования.

Также отдельно не считается стоимость контрольно-измерительных приборов (КИП), инструментов и инвентаря, величину которых принимают в размере 3% от полной стоимости технологического оборудования.

Далее необходимо определить сумму амортизационных отчислений, которые считаются отдельно по каждой группе основных фондов по формуле:

$$A = \Phi \cdot N_a / 100\% \text{ (тыс.руб.)},$$

где:

A - амортизация по конкретной группе основных фондов, тыс.руб.,

Φ – стоимость конкретной группы основных фондов, тыс.руб.,

N_a - соответствующая норма амортизации, %.

Данные расчётов заносят в таблицу 5.5

Таблица 5.5 - Амортизация основных фондов

| Группы основных фондов | Стоимость основных фондов, тыс.руб | Норма амортизации, % | Амортизация, тыс.руб |
|---|------------------------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. Здания | 10400 | 2,5 | 260 |
| 2. Сооружения и передаточные устройства | 4160 | 6 | 249,6 |
| 3. Технологическое оборудование | 1335200 | 12,5 | 166900 |
| 4. Транспортные средства | 133520 | 16 | 21363,2 |
| 5. КИП, инструменты и инвентарь | 40056 | 25 | 10014 |
| Итого | 1749676 | | 198786,8 |

5.3 Расчет численности персонала

В данном разделе производится расчёт численности персонала по категориям: рабочие, руководители, специалисты, технические исполнители.

Категория «рабочие» подразделяется на три подгруппы: основные, вспомогательные, прочие.

Основные рабочие обеспечивают основной технологический процесс (выпуск продукции) и работают по графику принятого технологического режима – прерывный или непрерывный.

Вспомогательные рабочие обеспечивают обслуживание основного технологического процесса и подразделяются на две группы: дежурные и ремонтные.

Дежурный персонал работает совместно с основными рабочими по такому же графику. Если технологический режим непрерывен, они работают по графикам сменности.

Ремонтные рабочие работают в одну смену независимо от технологического режима (прерывный график).

Прочие рабочие выполняют различные подсобные функции и работают, как правило, по прерывному графику.

Для расчёта численности рабочих необходимо составить график сменности (для непрерывного режима работы) и годовой баланс рабочего времени одного рабочего. Исходными данными для баланса являются: технологический режим (прерывный или непрерывный), количество рабочих смен, количество планируемых невыходов (по данным предприятия).

В непрерывном производстве в зависимости от условий труда применяются 4-х бригадные графики работы (нормальные и вредные условия труда) и 5-ти бригадные графики - (особо вредные условия труда).

4-х бригадный график работы.

Режим работы рабочих – непрерывный (круглосуточный).

Число смен – 3, число бригад – 4.

Условия труда – вредные и тяжёлые.

Сменооборот – 12 дней.

Условное обозначение бригад: А, Б, В, Г.

Таблица 5.6 – Четырёх-бригадный график

| Смена, часы | Числа месяца | | | | | | | | | | | |
|------------------------|--------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1-я (ночная) 00– 08 | А | А | А | Б | Б | Б | В | В | В | Г | Г | Г |
| 2-я (дневная) 08 – 16 | В | Г | Г | Г | А | А | А | Б | Б | Б | В | В |
| 3-я (вечерняя) 16 – 24 | Б | Б | В | В | В | Г | Г | Г | А | А | А | Б |
| Выходной | Г | В | Б | А | Г | В | Б | А | Г | В | Б | А |

Число выходов за сменооборот – 9, число выходных – 3.

Количество сменооборотов за год:

$$365/12=30,4.$$

Количество выходных за год:

$$30,4 \cdot 3=91.$$

Таблица 5.7 – Годовой баланс рабочего времени одного рабочего

| Наименование | Непрерывный режим | Прерывный режим |
|--|---|--------------------------------|
| | 8-ми часовая смена, 4-х бригадный график | 5-ти дневная рабочая неделя |
| 1 | 2 | 3 |
| 1. Календарный фонд времени, дни | 365 | 365 |
| 2. Выходные, дни | 91 | 104 |
| 3. Праздничные, дни | – | 12 |
| Номинальный фонд времени, дни | 274 | 249 |
| I. Планируемые невыходы: | 30 | 28 |
| 1. Очередные и дополнительные отпуска, дни | 7 | 5 |
| 2. Болезни, дни | 1 | 1 |
| 3. Учебный отпуск, дни | 1 | 1 |
| 4. Прочие, дни | 39 | 35 |
| Итого невыходов, дни | | |

Окончание таблицы 5.7

| Наименование | Непрерывный режим | Прерывный режим |
|---|---|--------------------------------|
| | 8-ми часовая смена, 4-х бригадный график | 5-ти дневная рабочая неделя |
| II. Эффективный фонд времени, дни | 235 | 214 |
| III. Продолжительность рабочей смены, часы | 8 | 8 |
| IV. Эффективный фонд времени, часы | 1880 | 1712 |

Для учёта рабочих, находящихся в отпусках, отсутствующих по болезни и другим разрешённым законом причинам, необходимо рассчитать коэффициент резерва.

$$K_{рез} = T_{ном} / T_{эф}, \quad (5.5)$$

Где $T_{ном}$ – номинальный годовой фонд времени рабочего, дни,

$T_{эф}$ – эффективный годовой фонд времени рабочего, дни.

В нашем случае:

$$K_1 = 274 / 235 = 1,166,$$

$$K_2 = 248 / 214 = 1,163,$$

При расчёте численности рабочих используются следующие понятия.

Сменная численность – число рабочих, выходящих на работу в конкретную смену.

Явочная численность – число рабочих, выходящих на работу в течение суток во все смены. В случае прерывного производства сменная и явочная численность совпадают.

Штатная численность – численность рабочих в течение суток с учётом тех рабочих, которые находятся на отдыхе между сменами согласно графику

сменности. В прерывном производстве явочная и штатная численность совпадают.

Списочная численность – численность рабочих, состоящих в списке предприятия и учитывающая рабочих, находящихся в данный момент в отпусках, отсутствующих по болезни и другим разрешённым законом причинам.

Таблица 5.8 - Расчет численности рабочих

| Наименование | Разряд | Сменная численность, чел | Число смен | Явочная численность, чел | Штатная численность, чел | Коэффициент резерва | Списочная численность, чел |
|---|--------|--------------------------|------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| I. Основные рабочие | | | | | | | |
| 1. Оператор технологических установок (старший) | VI | 1 | 3 | 3 | 4 | 1,166 | 5 |
| 2. Оператор технологических установок | V | 3 | 3 | 9 | 12 | 1,166 | 14 |
| 3. Оператор технологических установок | IV | 1 | 3 | 3 | 4 | 1,166 | 5 |
| Итого | | 5 | | 15 | 20 | | 24 |
| II. Вспомогательные рабочие | | | | | | | |
| Дежурный персонал: | | | | | | | |
| 1. Машинист технологических насосов | V | 2 | 3 | 6 | 8 | 1,166 | 10 |
| 2. Электрик | IV | 1 | 3 | 3 | 4 | 1,166 | 5 |

Окончание таблицы 5.8

| Наименование | Разряд | Сменная численность, чел | Число смен | Явочная численность, чел | Штатная численность, чел | Коэффициент резерва | Списочная численность, чел |
|---|--------|-----------------------------|---------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Итого | | 3 | | 9 | 12 | | 15 |
| Ремонтный персонал: | | | | | | | |
| 1. Оператор КИПиА | V | 2 | 1 | 2 | 2 | 1,163 | 3 |
| 2. Наладчик технологического оборудования | VI | 2 | 1 | 2 | 2 | 1,163 | 3 |
| Итого | | 4 | | 4 | 4 | | 6 |
| Всего п. II | | 7 | | 13 | 16 | | 21 |
| Всего рабочих | | 12 | | 28 | 36 | | 45 |

5.4 Расчет фондов заработной платы персонала

5.4.1 Расчет фонда зарплаты рабочих

Расчёт фонда зарплаты рабочих производят отдельно по каждой группе рабочих, так как их фонд зарплаты включается отдельно в соответствующие статьи калькуляции себестоимости.

Основой для расчёта являются списочный состав рабочих, их тарифные ставки и эффективный фонд времени.

Таблица 5.9 - Расчет тарифного фонда зарплаты рабочих

| Наименование | Списочная численность, чел | Часовая тарифная ставка, руб. | Эффективный фонд времени, часы | | Тарифный фонд зарплаты, тыс.руб. |
|---|----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------|----------------------------------|
| | | | Одного рабочего | Всех рабочих | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| I. Основные рабочие | | | | | |
| 1. Оператор технологических установок (старший) | 5 | 50 | 1880 | 9400 | 470 |
| 2. Оператор технологических установок | 14 | 45 | 1880 | 26320 | 1184,4 |
| 3. Оператор технологических установок | 5 | 40 | 1880 | 9400 | 376 |
| Итого | 24 | | | | 2030,4 |
| II. Вспомогательные рабочие | | | | | |
| Дежурный персонал | | | | | |
| 1. Машинист технологических насосов | 10 | 40 | 1880 | 18800 | 752 |
| 2. Электрик | 5 | 38 | 1800 | 9000 | 342 |
| Итого | 15 | | | | 1094 |
| Ремонтный персонал | | | | | |

Окончание таблицы 5.9

| Наименование | Списочная численность, чел | Часовая тарифная ставка, руб. | Эффективный фонд времени, часы | | Тарифный фонд заработной платы, тыс.руб. |
|---|----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------|--|
| | | | Одного рабочего | Всех рабочих | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1. Оператор КИПиА | 3 | 36 | 1712 | 5136 | 184,896 |
| 2. Наладчик технологического оборудования | 3 | 35 | 1712 | 5136 | 179,76 |
| Итого | 6 | | | | 364,656 |

Таблица 5.10 - Расчет годового фонда зарплаты рабочих

| Наименование | Тарифный фонд зарплаты, тыс. руб. | Доплаты к тарифу | | Часовой фонд | Доплаты к часовому фонду | | Дневной фонд, тыс. руб. | Доплаты к дневному фонду | | Годовой фонд, тыс. руб. | Год. фонд с учетом РК и север. надбав., тыс. руб. |
|-----------------------------|-----------------------------------|------------------|-----------|--------------|--------------------------|-----------|-------------------------|--------------------------|-----------|-------------------------|---|
| | | %. | тыс. руб. | | % | тыс. руб. | | % | тыс. руб. | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| I. Основные рабочие | 2030,4 | 52 | 1055,808 | 3086,21 | 1 | 30,86208 | 3117,07008 | 18 | 561,073 | 3678,143 | 5517,214 |
| II. Вспомогательные рабочие | | | | | | | | | | | |
| 1. Дежурный персонал | 1094 | 52 | 568,88 | 1662,88 | 1 | 16,6288 | 1679,5088 | 18 | 302,312 | 1981,820 | 2972,731 |
| 2. Ремонтный персонал | 364,656 | 25 | 91,164 | 455,82 | 1 | 4,5582 | 460,3782 | 18 | 82,868 | 543,246 | 814,869 |
| ВСЕГО | 3489,056 | | 1715,852 | 5204,91 | | 52,04908 | 5256,95708 | | 946,252 | 6203,209 | 9304,814 |

Доплаты к тарифу складываются из:

Премий – 15%.

За работу в вечернее и ночное время.

Доплаты производятся только для рабочих, работающих по графикам сменности (непрерывный режим).

Доплаты за работу в вечернее время составляют 20% часовой тарифной ставки рабочего за каждый час работы в вечернее время. Доплаты за работу в ночное время - 40% соответственно. Итого доплаты в среднем за сутки (за год) составят:

$$Д = (20\% + 40\%) / 3\text{смены} = 20\%. \quad (5.6)$$

3. За работу в праздничные дни.

Доплаты производят только для рабочих, работающих по непрерывному графику – 2%.

Профессиональное мастерство.

Совмещение профессий.

Руководство бригадой неосвобождённым бригадирам.

Обучение учеников.

Сумму доплат по пунктам 4-7 можно принять в размере 10%.

Доплаты к часовому фонду складываются из оплаты перерывов кормящим матерям и доплат подросткам 16-18 лет за неполный рабочий день – 1%.

Доплаты к дневному фонду складываются из:

Оплаты очередных и дополнительных отпусков.

Оплаты учебных отпусков.

Оплаты за время выполнения государственных обязанностей.

Оплаты за время повышения квалификации с отрывом от производства.

Доплаты по пунктам 4.1-4 составляют:

$$Д = (O1+O2+O3+O4) * 100\% / Тэф, \quad (5.7)$$

Где O1, O2, O3, O4 – число дней отпуска по пунктам 4.1-4,

Тэф – эффективный фонд времени, дни.

$$Досн=39*100/235=18\% \quad (5.8)$$

$$Двсп=35*100/214=18\% \quad (5.9)$$

Для Красноярска РК = 20%, Северные надбавки – 30%. Итого, общие надбавки по РК будут равны 50% (общий РК = 1,5).

5.4.2 Расчёт фонда зарплаты цехового персонала

Численность цехового персонала рассчитывают исходя из типовых нормативов численности. Расчёт фонда зарплаты производят на основе схемы должностных окладов. Данные для расчёта берутся на предприятии.

Таблица 5.11 - Расчет фонда зарплаты цехового персонала

| Категории персонала | Численность, чел. | Должностной оклад, тыс.руб. | Доплата за вредность, тыс.руб. | Общий оклад, тыс. руб. | Годовой фонд зарплаты, тыс.руб. | С учётом РК, тыс.руб. |
|---------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Руководители | | | | | | |
| 1. Начальник УПН | 1 | 70 | 7 | 77 | 924 | 1386 |
| 2. Механик УПН | 1 | 55 | 5,5 | 60,5 | 726 | 1089 |
| ИТОГО | 2 | | | | 1650 | 2475 |
| Специалисты | | | | | | |
| 1. Инженер УПН | 1 | 50 | - | 50 | 600 | 900 |
| 2. Бухгалтер | 1 | 40 | - | 40 | 480 | 720 |
| ИТОГО | 2 | | | | 1080 | 1620 |

Окончание таблицы 5.11

| Категории персонала | Численность, чел. | Должностной оклад, тыс.руб. | Доплата за вредность, тыс.руб. | Общий оклад, тыс. руб. | Годовой фонд зарплаты, тыс.руб. | С учётом РК, тыс.руб. |
|---------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| Прочие служащие | | | | | | |
| Табельщик | 1 | 35 | - | 35 | 420 | 630 |
| Завхоз | 1 | 33 | - | 33 | 396 | 594 |
| ИТОГО | 2 | | | | 816 | 1224 |
| ВСЕГО | 6 | | | | 3546 | 5319 |

Доплата за вредность осуществляется работникам при их постоянной занятости не менее 50% процентов рабочего времени на участках, цехах, производствах, где более половины рабочих получают доплату за вредность. Величину доплат можно принять в размере 10%.

5.5 Планирование себестоимости продукции

5.5.1 Расчёт сметы расходов по содержанию и эксплуатации оборудования.

В данном разделе производится расчёт цеховой и полной себестоимости продукции.

Расчёт общезаводских и внепроизводственных расходов производится по укрупнённым нормативам.

Таблица 5.12 - Смета расходов по содержанию и эксплуатации оборудования

| Статьи расходов | Сумма расходов, тыс.руб. | Пояснения к расчёту |
|------------------------------------|--------------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| I. Содержание оборудования | | |
| I.1. Зарплата дежурных рабочих | 2972,731 | Табл. 4.2 |
| I.2. Единый социальный налог (ЕСН) | 891,82 | 30% п. I.1 |

Окончание таблицы 5.12

| Статьи расходов | Сумма расходов, тыс.руб. | Пояснения к расчёту |
|---|--------------------------|-------------------------|
| I.3. Смазочные и обтирочные материалы | 6676 | 0,5 % ст. IV табл. 2.3 |
| I.4. Услуги мастерских | 20028 | 1,5% ст. IV табл.2.3 |
| Итого | 30567 | |
| II. Текущий ремонт оборудования | | |
| II.1. Зарплата ремонтных рабочих | 814,869 | Табл. 4.2 |
| II.2. ЕСН | 244,056 | 30% п.П.1 |
| II.3. Материалы для ремонта | 13352 | 1 % ст. IV табл. 2.3 |
| II.4. Услуги вспомогательных цехов | 40056 | 3% ст. IV табл. 2.3 |
| Итого | 54499,925 | |
| III. Амортизация оборудования и других активных фондов | 198277,2 | Ст.3-5 табл. 2.4 гр.4 |
| IV. Содержание транспорта и расходы по его эксплуатации | 13352 | 10% ст.4 табл.2.4 гр.2 |
| V. Износ малоценного инвентаря | 600,84 | 1,5% ст.5 табл.2.4 гр.2 |
| Итого | 212230,04 | |
| всего по смете | 297417,426 | |

Таблица 5.13 - Смета цеховых расходов

| Статьи расходов | Сумма расходов, тыс.руб. | Пояснения к расчёту |
|----------------------------------|--------------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| I. Содержание цехового персонала | | |
| I.1. Зарплата цехового персонала | 5148 | Табл.4.2 |

Окончание таблицы 5.13

| Статьи расходов | Сумма расходов, тыс.руб. | Пояснения к расчёту |
|--|-----------------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| I.2. ЕСН | 1750,3 | 30% от ст. I.1 |
| Итого | 6898,3 | |
| II. Содержание здания цеха и сооружений | 436,8 | 3% ст.1-2 табл.2.4 гр.2 |
| III. Текущий ремонт зданий и сооружений | 145,6 | 1% ст.1-2 табл.2.4 гр.2 |
| IV. Амортизация здания цеха и сооружений | 509,6 | Ст.1-2 табл.2.4 гр.4 |
| V. Расходы по охране труда и ТБ | 1428,96 | 10% от зарплаты всех рабочих |
| VII. Прочие цеховые расходы | 145,6 | 1% ст.1-2 табл.2.4 гр.2 |
| Итого | 2666,56 | |
| Всего по смете | 9564,86 | |

Поскольку отдельно не рассчитывалась стоимость основных фондов всего предприятия, численность персонала заводоуправления и других подразделений, а также другие общепроизводственные расходы, величину общезаводских расходов можно принять в размере 10% от цеховой себестоимости, а внепроизводственных – 1% от производственной себестоимости.

5.6 Расчет себестоимости продукции

Для составления калькуляции себестоимости продукции используются данные предыдущих расчётов.

В качестве калькуляционных единиц применяют те же натуральные единицы, которые служат для измерения объёма производства. Если производственная программа рассчитана в условных единицах, то для составления калькуляции используют объём продукции в условных единицах.

Наименование продукции: товарная нефть

Калькуляционная единица: тонна

Годовой выпуск: 16147000

Оптовая цена: 7500 руб.

Таблица 5.14 - Калькуляция себестоимости

| Статьи калькуляции | Единица измерения | Расходы на единицу | | | Расходы на весь выпуск | |
|--|----------------------|--------------------|------------|-------------|---------------------------|-----------------|
| | | Кол-во | Цена, руб. | Сумма, руб. | Кол-во | Сумма, тыс.руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1. Сырьё и основные материалы | | | | | | |
| Нефтяная эмульсия | Тонна | 1,25 | 7500 | 9375 | 16147000 | 121102500 |
| Итого | | 1,25 | | 9375 | 16147000 | 121102500 |
| 2. Вспомогательные материалы | | | | | | |
| а) деэмульгатор СНПХ - 4315 | Тонна | 0,00004 | 30000 | 1,2 | 432 | 12960 |
| б) ингибитор коррозии CRV - 82275 | Тонна | 0,00005 | 40000 | 2 | 540 | 21600 |
| в) ингибитор солеотложения PAO 85641 | Тонна | 0,00005 | 35000 | 1,75 | 540 | 18900 |
| Итого | | 0,00014 | | 4,95 | 1890 | 53460 |
| 3. Энергия, пар, вода, топливо на технологические цели | | | | | | |
| а) энергия | кВт*ч | 14,7 | 1 | 14,7 | 158760000 | 158760 |
| г) топливо | тонн | 0,005 | 1000 | 5 | 67500 | 67500 |

Окончание таблицы 5.14

| Статьи калькуляции | Единица измерения | Расходы на единицу | | | Расходы на весь выпуск | |
|--|-------------------|--------------------|-----------|------------|------------------------|-----------------|
| | | Кол-во | Цена, руб | Сумма, руб | Кол-во | Сумма, тыс.руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7. |
| 4. Зарплата основных рабочих | | | | 0,32 | | 5148 |
| 5. ЕСН | | | | 0,1 | | 1750,3 |
| 6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования | | | | 18,4 | | 297417,426 |
| 7. Цеховые расходы | | | | 0,59 | | 9564,86 |
| Итого: Цеховая себестоимость | | | | 9419,08 | | 152089912,6 |
| 8. Общезаводские расходы | | | | 941,908 | | 15208991,26 |
| Итого: Производственная себестоимость | | | | 10361 | | 167298903,8 |
| 9. Внепроизводственные расходы | | | | 103,61 | | 1672989,038 |
| Итого Полная себестоимость | | | | 10464,6 | | 168971892,9 |

5.7 Планирование прибыли

В данном разделе рассчитывают прибыль от реализации продукции, рентабельность производства и срок окупаемости капитальных вложений.

5.7.1 Расчёт прибыли от реализации продукции

При расчёте прибыли можно принять, что остатки готовой продукции на складе на начало и конец месяца равны, тогда объём реализованной продукции будет равен величине товарной продукции, рассчитанной в производственной программе.

Таблица 5.15 - Расчёт прибыли от реализации продукции

| Наименование продукции | Реализуемая продукция | | | | | Прибыль, тыс.руб. |
|---------------------------|-------------------------|--------------------------------|-----------------|------------------|----------------|----------------------|
| | По полной себестоимости | | | По оптовым ценам | | |
| | Количество | Себестоимость единицы, руб. | Сумма, тыс.руб. | Цена, руб. | Сумма, тыс.руб | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 Нефтяная эмульсия | 16147000 | 10464,6 | 168971892,9 | 10515 | 169780243,2 | 808350,312 |

5.7.2 Расчет эффективности производства

Для расчёта уровня рентабельности производства необходимо определить стоимость основных фондов и оборотных средств всего предприятия.

Для этого к стоимости основных фондов цеха добавляют стоимость других фондов предприятия, которые отдельно не рассчитывались, а их величину принимают в размере 100% от стоимости фондов цеха.

$$\Phi_0 = 2 * 1749676 = 3499352 \text{ тыс.руб.} \quad (5.10)$$

Оборотные средства принимают в размере 10% от полной стоимости основных фондов.

$$O_c = 349935,2 \text{ тыс.руб}$$

$$1. \quad P = \text{Пр} * 100\% / (\Phi_0 + O_c) = 808350,312 * 100\% / (3499352 + 349935,2) = 21\% \quad (5.11)$$

где P – рентабельность производства, %,

Пр – прибыль от реализации, тыс.руб.,

Φ_0 – стоимость основных фондов, тыс.руб.,

O_c – стоимость оборотных средств, тыс.руб.

$$2. \quad \Phi = \text{РП} / \Phi_0 = 169780243,2 / 3499352 = 48,52 \text{ руб.}, \quad (5.12)$$

ГдеФ – фондоотдача, руб.,

РП – реализованная продукция, тыс.руб.,

Φ_0 – стоимость основных фондов, тыс.руб.

$$3. \quad \text{ПТр} = \text{РП} / Ч = 169780243,2 / 51 = 3329024,376 \text{ руб.}, \quad (5.13)$$

ГдеПТр – производительность труда, руб.,

РП – реализованная продукция, тыс.руб.,

Ч – общая численность персонала, чел.

$$4. З = С / РП = 168971892,9 / 169780243,2 = 0,995 \text{ руб.}, \quad (5.14)$$

ГдеЗ – затраты на рубль товарной (реализованной) продукции, руб.,

С – полная себестоимость продукции, тыс.руб.,

РП – реализованная продукция, тыс.руб.

$$5. \text{Ток} = \Phi_0 / \text{Пр} = 3499352 / 614346,23 = 5,5 \text{ лет} \quad (5.15)$$

Где Ток – срок окупаемости предприятия, лет,

Φ₀ – полная стоимость основных фондов, тыс.руб.,

Пр – прибыль от реализации продукции за вычетом налога на прибыль (20%), тыс.руб.

После расчёта показателей эффективности составляется общая таблица показателей.

Таблица 5.16 – Основные экономические показатели

| Наименование | Показатели |
|---|--------------|
| 1 | 2 |
| 1. Годовой выпуск продукции: | |
| а) в натуральном измерении (т, шт., м.кв. и т.д.) | 16147000 |
| б) в денежном измерении, тыс.руб. | 169780243,21 |
| 2. Численность персонала: | |
| а) всего | 51 |
| б) рабочих | 45 |
| 3. Производительность труда, тыс.руб. | 3329024,376 |
| 4. Себестоимость единицы продукции, руб. | 10464,6 |
| 5. Себестоимость годового выпуска, тыс.руб. | 168971892,9 |
| 6. Стоимость основных фондов, тыс.руб. | 3499352 |

Окончание таблицы 5.16

| Наименование | Показатели |
|--|------------|
| 1 | 2 |
| 7. Фондоотдача, руб. | 48,52 |
| 8. Затраты на рубль товарной продукции, руб. | 0,995 |
| 9. Прибыль от реализации, тыс.руб. | 808350,312 |
| 10. Рентабельность производства, % | 21 |
| 11. Срок окупаемости предприятия, лет | 5,5 |

Вывод: Срок окупаемости предприятия равен 5,5 лет, что является экономически оправданным, поскольку нормативный срок окупаемости не должен превышать для крупных химических производств более 15 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы, руководствуясь материалами типовых, повторно применяемых и индивидуальных проектов технологических установок, данными научно – исследовательских институтов, на основании свойств Ванкорской нефти, был разработан проект установки подготовки нефти производительностью 20 млн. тонн в год.

В процессе расчета был составлен материальный баланс предприятия по топливному варианту с глубокой переработкой нефти, в котором увязываются между собой выбранные установки. Также составлена схема материальных потоков, определено количество и качество товарной продукции. Представлена технологическая схема установки, рассчитано и подобрано основное технологическое оборудование (пробкоуловитель, путевой подогреватель, дегазатор, электрокоагулятор, резервуар РВС-20000 и печь ПТБ-10Э).

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

В бакалаврской работе использованы новые разработки по повышению производительности труда, повышению качества продукции, улучшению экологичности и безопасности производства.

Рентабельность производства составляет 21%, срок окупаемости 5,5 лет, таким образом, вложенные средства вернутся за короткий промежуток времени.

Руководствуясь всеми представленными выше показателями экономической целесообразности производства, можно говорить о том, что установка подготовки нефти имеет полное право на проектирование и внедрение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности. Изд. 2-е, пер. и доп. Л., «Химия», 1974. - 344 с.
2. Справочник нефтепереработчика: Справочник/ Под ред. Г.А. Ласточкина, Е.Д. Радченко и М.Г. Рудина. – Л.: «Химия», 1986. – 648 с., ил.
3. ГОСТ 12.1.030-81* ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. С изм.№1 от 07.1987 г.
4. Экологический паспорт ОАО «АНПЗ ВНК» – 1991г.
5. Экономика предприятия: Учебник [Текст] / Н.А.Сафронов [и др.]. – М: «Юристь», 1998. – 584с.
6. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. — 677 с: ил.
7. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - М.;Госкомсанэпиднадзор России, 2001.-25с.
8. Экономика предприятия: Учебник для вузов [Текст] / В.Я. Горфинкель, В.А. Швандар [и др.]. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ – ДАНА , 2001. – 718с.
9. СНиП 2.04.02-2002 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения Госстрой России -М.: ГУП ЦПП, 2002.-159 с. С изм №1 от 01.1986 попр. -2002.
10. Правила устройства электроустановок - М: издательство «НЦ ЭНАС», 2002.- 170 с.
11. СНиП 23-05-2003 Естественное и искусственное освещение./ Госстрой России. - М: ГУП ЦПП. 2003.- 50 с.

12. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование /Госстрой России.- М: ГУП ЦПП, 2003.-70 с.
13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. - С-Пб.: типография «Авангард», 2003- 38 с.
14. Экономика предприятия: Учеб. пособие [Текст] / И.В. Сергеев [и др.] – М. Финансы и статистика, 2003. – 304с.
15. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: Учебное пособие для вузов под ред. чл.- корр. АН России П.Г.Романкова. – 12-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1987г., М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 576 с.
16. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
17. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
18. Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6УС. Секция 200 - Каталитический риформинг с предварительной гидроочисткой. ООО «Ленгипронефтехим», 2010.
19. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
20. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016