

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы |
|--|
| Повышение ресурсоэффективности эксплуатации УПН Двуреченского месторождения |

УДК 622.276.8-048.34(571.16)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2ДМ5Б | Ткачева Вера Сергеевна | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры ХТТ и ХК | Попок Евгений Владимирович | К.Т.Н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры менеджмента | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н., доцент | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент кафедры ЭБЖ | Раденков Тимофей Александрович | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. Кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------------------|---------------------------|---------|------|
| ХТТ и ХК | Юрьев Егор Михайлович | К.Т.Н. | | |

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП 18.04.01)

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон |
|-------------------------------------|--|--|
| <i>Профессиональные компетенции</i> | | |
| P1 | Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности | Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1), CDIO(п. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8) |
| P2 | Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач | Требования ФГОС (ПК-7,11,17,18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2), CDIO (п. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6) |
| P3 | Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии | Требования ФГОС (ПК-1,5,8,9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2), CDIO (1.2, 2.1, 4.5) |
| P4 | Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды | Требования ФГОС (ПК-11,26,27,28), Критерий 5 АИОР (п.1.3) (ОК-9, ОК-10, ОК-13, ПК-4, 7, 10, 12 -17, 26) CDIO (п.1.3, 4.4, 4.7) |
| P5 | Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий | Требования ФГОС (ПК-4,21,22,23,24,25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п.1.4), CDIO (п. 2.2) |
| P6 | Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды. | Требования ФГОС (ПК-6,10,12,13,14,15, ОК-6,13,15), Критерий 5 АИОР (п.1.5) CDIO(п. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6) |
| <i>Общекультурные компетенции</i> | | |
| P7 | Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности. | Требования ФГОС (ОК-5,9,10,11), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), CDIO (п. 2.5) |
| P8 | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности. | Требования ФГОС (ОК-1,2,7,8,12), Критерий 5 АИОР (2.6), CDIO (п. 2.4) |
| P9 | Активно владеть иностраным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности. | Требования ФГОС (ОК-14) , Критерий 5 АИОР (п.2.2), CDIO (п. 3.2, 3.3) |
| P10 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации. | Требования ФГОС (ОК-3,4) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3) CDIO(п. 4.7, 4.8, 3.1) |

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 18.04.01 Химическая технология, специализация
Химическая технология топлива и газа
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------|
| 2ДМ5Б | Ткачева Вера Сергеевна |

Тема работы:

| | |
|---|-------------------------|
| Повышение ресурсоэффективности эксплуатации УПН Двуреченского месторождения | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | от 13.12.2016 г. №762/с |

| | |
|--|----------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 23 мая 2017 г. |
|--|----------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|---|
| Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i> | Технологический регламент и технологическая схема установки подготовки нефти Двуреченского месторождения: <ul style="list-style-type: none">• Поиск путей оптимизации работы установки подготовки нефти Двуреченского месторождения;• Моделирование работы установки подготовки нефти Двуреченского месторождения с помощью программы Aspen HYSYS;• Проектирование оборудования для повышения ресурсоэффективности УПН Двуреченского месторождения. |
|--|---|

| | |
|--|--|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>Аналитический обзор по основным проблемам при разработке месторождений на поздних стадиях. Анализ методов подготовки нефти. Обзор энергоемкости нефтегазовой отрасли.</p> |
| <p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | <p>Технологическая схема модернизированной установки подготовки нефти Двуреченского месторождения</p> |
| <p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> | |
| <p>Раздел</p> | <p>Консультант</p> |
| <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> | <p>Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент кафедры Менеджмента</p> |
| <p>Социальная ответственность</p> | <p>Раденков Тимофей Александрович, ассистент кафедры Экологии и безопасности жизнедеятельности</p> |
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p> | |
| <p>Разделы на русском языке:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Обзор литературы; • Объекты и методы исследования; • Расчет и аналитика; • Результаты проведенного исследования; • Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; • Социальная ответственность. | |
| <p>Разделы на иностранном языке:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Обзор литературы | |

| | |
|--|--|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | |
|--|--|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент каф.ХТТ и ХК | Попок Евгений Владимирович | к.т.н. | | 15.02.2017 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------------|
| 2ДМ5Б | Ткачева Вера Сергеевна | | 15.02.2017 |

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) Химическая технология топлива и газа
Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики
Период выполнения (осенний/весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

| | |
|--|-----------------------------|
| Сроки | 15.02.2017 – 23.05.2017 гг. |
| Отбор, анализ литературы, патентный поиск. | 17.02.2017 – 28.02.2017 гг. |
| Эксперимент и обсуждение результатов | 01.03.2017 – 20.04.2017 гг. |
| Написание и оформление работы. | 24.04.2017 – 21.05.2017 гг. |
| Допуск к защите на кафедре. | 05.06.2017 |
| Рецензирование. | 22.05.2017-31.05.2017 гг. |

Срок сдачи студентом выполненной работы: 23.05.2017

| Дата Контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 01.03.17 | Обзор литературы | 15 |
| 15.03.17 | Методы и объекты исследования | 15 |
| 25.04.17 | Расчет и аналитика | 25 |
| 27.04.17 | Результаты исследования | 15 |
| 11.05.17 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15 |
| 19.05.17 | Социальная ответственность | 15 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры ХТТ и ХК | Попок Евгений Владимирович | к.т.н | | |

СОГЛАСОВАНО:

| Зав.кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| ХТТ и ХК | Юрьев Егор Михайлович | к.т.н | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 страниц, 18 рисунков, 27 таблиц, 44 источника, 2 приложения.

Ключевые слова: степень обводнения, нефть, установка подготовки нефти, моделирование, регенерация тепла, ресурсоэффективность, энергосбережение.

Объектом исследования является установка подготовки нефти Двуреченского месторождения предприятия ОАО «Томскнефть» ВНК.

Цель работы – повышение энергетической эффективности установки подготовки нефти Двуреченского месторождения путем регенерации тепла основных потоков.

В процессе исследования проводились следующие этапы разработки проекта: моделирование работы установки подготовки нефти с помощью программного обеспечения Aspen HYSYS; расчет и подбор оборудования и аппаратов для повышения ресурсоэффективности; определение экономических затрат и оценка эффективности проекта.

В результате исследования получили точное математическое описание работы установки подготовки нефти, в результате которого установили параметры материальных потоков и работы аппаратов. Установили возможность использования тепловой энергии потока воды для технологических нужд установки. Подобрали теплообменный аппарат и необходимое оборудование, а также рассчитали его стоимость и срок окупаемости проекта.

Основные конструкционные и технологические установки подготовки нефти Двуреченского месторождения описаны в разделе 2.

Областью применения такого проекта являются установки подготовки нефти, скважинная продукция которых имеет высокую температуру и степень обводнения, поэтому разработка может быть внедрена на установку Двуреченского месторождения.

Перечень условных обозначений, сокращений:

УПН – установка подготовки нефти

ППД – поддержание пластового давления

ЗУ – замерная установка

ВРБ – водораспределительный блок

КНС – кустовая насосная станция

УПС – установка предварительного сброса

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка

ДНС – дожимная насосная станция

ЦПС – центральный пункт сброса

УПСВ – установка предварительного сброса воды

БКНС – блочно-кустовая насосная станция

УПГ – установка подготовки газа

УПВ – установка подготовка воды

УУ и К – узел контроля и учета

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды

КСУ – концевая сепарационная установка

ГС – газосепаратор

ОН – отстойник нефти

РВС – резервуар вертикальный стальной

УУН – узел учета нефти

ФВД – факел высокого давления

ФНД – факел низкого давления

ТО – теплообменник

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

Оглавление

| | |
|---|----|
| Введение..... | 10 |
| 1 Обзор литературы..... | 12 |
| 1.1 Добыча нефти..... | 12 |
| 1.1.1 Система поддержания пластового давления | 13 |
| 1.1.2 Методы поддержания пластового давления..... | 15 |
| 1.2 Сбор и внутрипромысловый транспорт скважинной продукции | 16 |
| 1.2.1 Автоматизированная групповая замерная установка | 18 |
| 1.2.2 Дожимная насосная станция | 20 |
| 1.3 Промысловая подготовка нефти..... | 21 |
| 1.3.1 Процесс сепарации..... | 22 |
| 1.3.2 Обезвоживание нефти..... | 23 |
| 1.3.3 Обессоливание нефти | 25 |
| 1.4 Энергоёмкость нефтегазовой отрасли | 26 |
| 1.4.1 Энергоэффективность процесса добычи нефти | 27 |
| 1.4.2 Энергоэффективность транспортировки и подготовки нефти | 30 |
| 1.4.3 Повышение энергетической эффективности нефтяной отрасли..... | 31 |
| 1.4.4 Способы повышения энергоэффективности месторождений..... | 32 |
| 2 Объект и методы исследования | 35 |
| 2.1 Объект исследования..... | 35 |
| 2.2 Метод исследования | 38 |
| 2.2.1 Программная среда Aspen HYSYS | 38 |
| 3 Расчет и аналитика | 40 |
| 3.1 Моделирование работы установки подготовки нефти в программной среде Aspen HYSYS | 40 |
| 3.2 Расчёт теплообменного аппарата | 45 |
| 3.3 Подбор необходимого оборудования | 46 |
| 3.4 Обоснование выбора размещения системы аппаратов | 47 |
| 3.5 Оценка эффективности проекта | 50 |
| 4 Результаты проведенного исследования | 53 |
| 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 55 |
| 5.1 Предпроектный анализ..... | 57 |
| 5.1.1 Диаграмма Исикавы..... | 57 |
| 5.2 Планирование управления научно-технологическим проектом..... | 59 |
| 5.2.1 План проекта..... | 59 |
| 5.2.2 Бюджет проекта..... | 61 |

| | |
|--|-----|
| 5.3 Оценка абсолютной эффективности проекта..... | 70 |
| 5.3.1 Оценка сравнительной эффективности исследования | 78 |
| 6 Социальная ответственность..... | 82 |
| 6.1 Техногенная безопасность | 85 |
| 6.1.1 Ядовитые и раздражающие вещества | 85 |
| 6.1.2 Микроклимат | 88 |
| 6.1.3 Освещенность | 89 |
| 6.1.4 Производственный шум | 89 |
| 6.1.5 Производственная вибрация | 90 |
| 6.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды | 91 |
| 6.2.1 Электробезопасность | 91 |
| 6.2.2 Пожаровзрывобезопасность..... | 92 |
| 6.3 Охрана окружающей среды | 93 |
| 6.4 Чрезвычайные ситуации..... | 95 |
| 6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 97 |
| Заключение..... | 99 |
| Список использованных источников..... | 100 |
| Приложение А Literature review | 105 |
| Приложение Б Состав попутного газа Двуреченского и Западно-Моисеевского нефтяных месторождений | 125 |

Введение

На сегодняшний день весома́я доля месторождений находится на поздней стадии своего жизненного цикла, для которой характерен высокий процент малодебитных скважин и высокая степень обводнения. Запасы большинства новых участков из-за своего геологического расположения и геологии пласта относятся к трудно извлекаемым. Для обоих случаев перед добывающим компаниям стоит задача снижения себестоимости производства нефти, поэтому важнейшим и необходимым условием конкурентоспособности на рынке является сокращение издержек на энергоресурсы.

Данная цель активно поддерживается Правительством Российской Федерации, поскольку нефтегазовая отрасль промышленности является основным поставщиком энергетических ресурсов и крупным потребителем электроэнергии. В 2014 году была разработана государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики», целью которой является сохранение и расширения потенциального объема экспорта энергоресурсов и дохода государственного бюджета с помощью снижения потребления электроэнергии.

На сегодняшний день перед добывающими компаниями стоит цель – внедрение проектов, которые помогут снизить затраты на производство, а, соответственно, и себестоимости продукции. Внедрение новых объектов предпринимательской деятельности, обновление и техническое перевооружение требует тщательного подхода к оценке эффективности таких инвестиций.

Целью научной работы является повышение энергетической эффективности установки подготовки нефти (УПН) Двуреченского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК, которая является объектом исследования.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Моделирование работы УПН Двуреченского месторождения с помощью программного обеспечения Aspen HYSYS;

2. Проектирования оборудования для повышения ресурсоэффективности данной установки;
3. Определение экономических затрат и оценка эффективности инвестиционного проекта.

Практическая значимость научной работы состоит в том, что внедрение проекта на УПН, на которые поступает скважинная продукция, характеризующаяся высокой степенью обводнения и высокой температурой, позволит сократить затраты на электроэнергию, а в дальнейшей перспективе полностью себя окупит.

1 Обзор литературы

1.1 Добыча нефти

На этапе бурения в ствол скважины присутствует буровой раствор, который затем замещается технической водой, а по освоению скважины заполняется пластовой жидкостью.

Для поступления жидкости из пласта в скважину пластовое давление должно быть выше гидростатического давления столба жидкости в стволе скважины.

Существует три основных способа добычи нефти [1]:

1. Фонтанный способ – под действием пластовой энергии происходит подъем жидкости или газа на поверхность.

В состав наземного оборудования фонтанных скважин входит колонная головка, фонтанная арматура и выкидная линия. Подземное оборудование состоит из колонны насосно-компрессорных труб, служащих для подъема жидкости и газа на поверхность.

Этот метод не требует дополнительных энергетических затрат на подъем жидкости и дорогостоящего оборудования.

2. Газлифтная добыча – с помощью колонны насосно-компрессорных труб закачивают сжатый газ. При подъеме к устью скважины пузырьки газа снижают плотность жидкости, обеспечивающее снижение гидростатического давления и приток нефти из пласта.

Компрессорный газлифт – применение компрессоров для сжатия газа до необходимого давления и закачки в скважину.

Бескомпрессорный газлифт – применение газа из газовых пластов высокого давления для подъема жидкости на поверхность.

Газлифтная эксплуатация является продолжением фонтанной, в том случае, когда энергия пласта настолько мала, что для подъема жидкости необходима дополнительная энергия.

3. Насосная добыча – добыча нефти с помощью штанговых скважинных насосов и погружных центробежных электронасосов.

Такие установки обеспечивают откачку жидкости абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, с содержанием твердых механических примесей до 0,5 % и температурой до 130 °С. К основным недостаткам установки штангового глубинного насоса относятся ограничение по глубине спуска насоса, малая подача, ограничение по наклону ствола скважины (неприменимы в наклонных и горизонтальных скважинах) и потеря эффективности на заключительной стадии эксплуатации месторождения из-за высокой обводнённости.

Преимуществом центробежных насосов является возможность его установления на требуемой глубине, а также высокая эффективность при большом количестве пластовой воды.

1.1.1 Система поддержания пластового давления

Система поддержания пластового давления (ППД) представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки и закачки рабочего агента в нефтяной пласт для поддержания пластового давления и максимальной отдачи пласта.

Система ППД обеспечивает [2]:

- необходимые объем и давление нагнетания для закачки воды в пласт;
- подготовку закачиваемой воды;
- герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водопроводов, применение замкнутого цикла водоподготовка и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения очистки призабойной зоны нагнетательных скважин для повышения приемистости пластов.

Система ППД состоит из следующих технологических узлов [2]:

- система нагнетательных скважин;
- система трубопроводов и распределительных блоков;
- блочная кустовая насосная станция (БКНС).

Источниками для подачи воды на БКНС являются [3]:

1. водопроводы низкого давления, по которым подается пластовая вода (установка предварительного сброса воды и центральный пункт сброса);
2. водопроводы низкого давления, подающие воду из водозаборных скважин;
3. открытые водоемы, из которых по водопроводам низкого давления подается пресная вода.

Рабочий реагент из кустовой насосной станции через водораспределительные блоки по водопроводам высокого давления и нагнетательным линиям скважин подается для закачки в пласт (рисунок 1.1) [4].

Для закачки воды в нагнетательные скважины используются насосные станции и установки, базирующиеся, в основном, на центробежных поршневых насосных агрегатах.

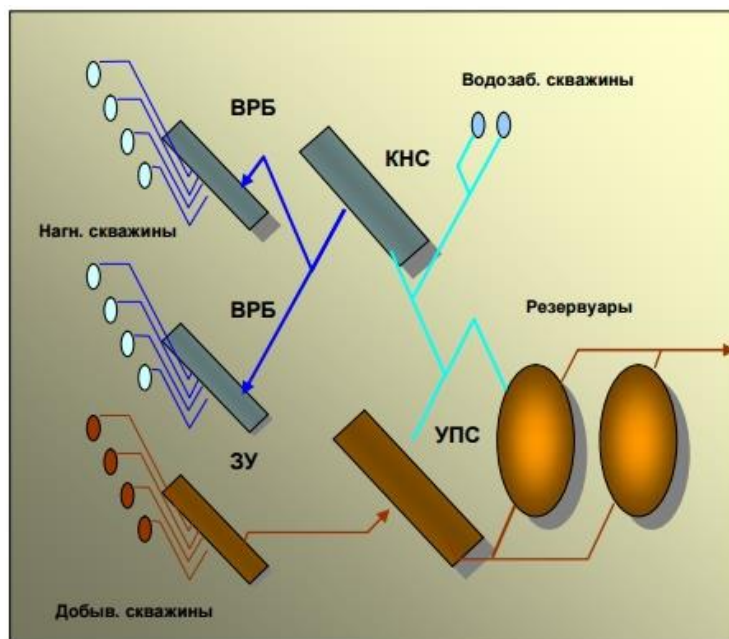


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема системы поддержания пластового давления [4]:

ЗУ – замерная установка; ВРБ – водораспределительный блок; КНС – кустовая насосная станция; УПС – установка предварительного сброса

1.1.2 Методы поддержания пластового давления

Для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента отдачи пласта наибольшее применения нашел метод закачки воды или газа в пласт под давлением.

Существуют следующие методы воздействия на нефтяной пласт [5]:

1. законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение;
2. нагнетание газа в повышенную часть залежи;
3. вторичные методы добычи нефти.

Законтурное заводнение характеризуется закачкой воды в пласт через специально пробуренные скважины, находящиеся за линией границы контура нефтяного месторождения (рисунок 1.2) [5]. В этом случае, проникая в капилляры пластов, вода вытесняет из них нефть, стягивая к центру контур месторождения.

Внутриконтурное заводнение целесообразно применять при больших площадях месторождения для интенсификации добычи и увеличения охвата залежи. В этом случае площадь нефтяного месторождения разбивается на несколько отдельных площадей путем размещения нагнетательных скважин по внутриконтурным линиям (рисунок 1.2) [6].

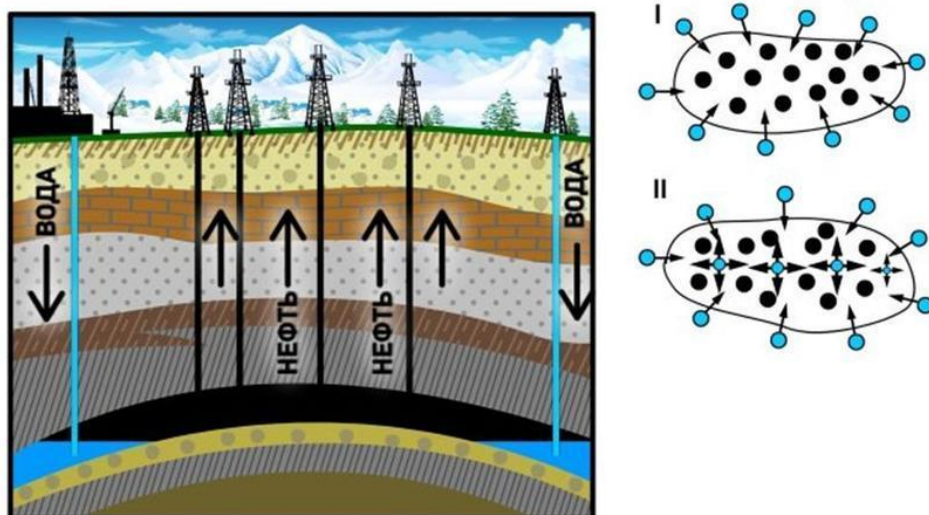


Рисунок 1.2 – Схема размещения скважин [6]:

I – законтурное заводнение; II – внутриконтурное

Для поддержания пластового давления также применяют закачку газа в пласт. Данный способ осуществляют в повышенные части пластов для поддержания газонапорного режима эксплуатации месторождения.

Условия использования газа для поддержания пластового давления [5]:

1. крутой угол падения;
2. высокая проницаемость пластов;
3. малая вязкость нефти;
4. общий объем газа, закачиваемого в пласты, должен быть равен объему вытесненной нефти.

Данный метод характеризуется значительными капитальными затратами на строительство мощных компрессорных станций, поэтому применяется редко и только на конечной стадии эксплуатации месторождения

Помимо закачки воды или газа на практике используют и другие методы поддержания пластового давления и увеличения отдачи пласта: [5,6]

- обработка закачиваемой воды поверхностно-активными веществами;
- закачка углекислоты;
- тепловые методы (подогрев призабойной зоны, паротепловая обработка, процесс внутрипластового горения);
- гидравлический разрыв пласта.

1.2 Сбор и внутрипромысловый транспорт скважинной продукции

Значительная доля капиталовложений при промышленном обустройстве идет на сооружение системы сбора и транспорта продукции. Поэтому совершенствование данных систем является одной из приоритетных задач, позволяющих снизить капитальные затраты и расходы на эксплуатацию.

Под системой сбора извлекаемой из скважин продукции понимают все оборудование и систему трубопроводов, предназначенных для сбора и доставки продукции отдельных скважин до центрального пункта подготовки.

Любая система сбора должна обеспечивать выполнение следующих операций [7]:

- учет точного количества продукции от каждой скважины;
- транспортировка до центрального пункта подготовки продукции скважин за счет энергии пласта или насосов;
- дегазация нефти и транспортировка газа до пункта подготовки или до потребителя;
- отделение пластовой воды;
- подогрев продукции скважин, если невозможно ее собирать и транспортировать при обычных температурах.

По трубопроводу из скважин поступает эмульсия, содержащая в своем составе нефть, воду, попутный газ и твердые механические примеси. В связи с этим, перед подачей нефти в магистральный нефтепровод, технически и экономически целесообразно воздействовать на нее специальной обработкой, осуществляемой на УПН.

На нефтяных промыслах чаще всего применяется централизованная система сбора и подготовки нефти (рисунок 1.3) [8]. От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу нефтегазовая смесь поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), предназначенные для учёта точного количества поступающей от каждой скважины нефти, на дожимной насосной станции (ДНС) осуществляется первая ступень сепарации с целью частичного отделения нефтяного газа, воды и механических примесей [8]. В результате газ отводится по отдельному коллектору, а предварительный сброс воды проводится с целью закачки ее части в нагнетательные скважины. Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС), где находятся установки подготовки.

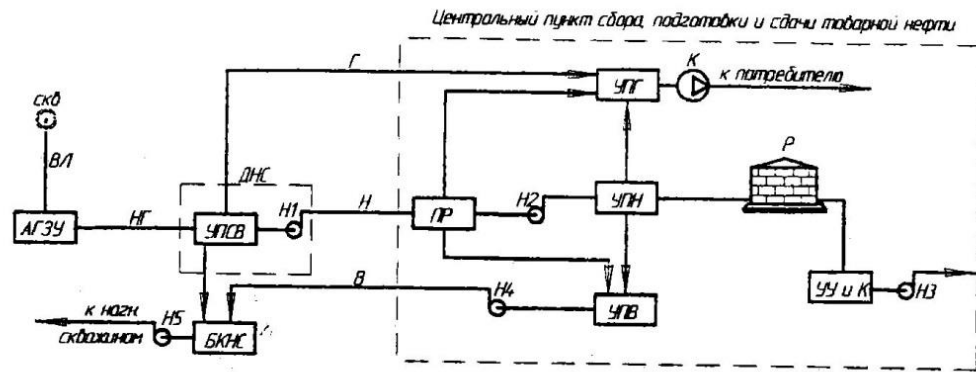


Рисунок 1.3 – Схема сбора и подготовки нефти [8]:

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; УПСВ – установка предварительного сброса воды; БКНС – блочная кустовая насосная станция; ПР – предварительное разделение; УПГ – установка подготовки газа; УПН – установка подготовки нефти; УПВ – установка подготовки воды; УУ и К – узел учета и контроля

Крупные централизованные пункты сбора продукции позволяют [8]:

1. упростить схемы систем сбора отдельных промыслов и создать благоприятные условия для их объединения в более крупные административно-хозяйственные единицы;
2. улучшить подготовку нефти, уменьшить потери легких фракций;
3. осуществить более глубокую переработку газа.

1.2.1 Автоматизированная групповая замерная установка

Нефть, газ и вода поступают в блок учета для отделения газа от жидкости и автоматического определения дебитов нефтяных скважин.

Область применения АГЗУ включает в себя напорные системы сбора продукции и автоматизированные системы управления процессами добычи.

Замерная установка выполняет следующие функции [9]:

1. контроль количества жидкости и попутного газа;
2. обработка результата измерений и передача их в систему телемеханики нефтепромысла;

3. формирование сигналов «авария», «блокировка» и передача информации о них на верхний уровень автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
4. управление режимами измерения расходов продукции нефтегазовых скважин по сигналам верхнего уровня АСУ ТП нефтепромысла.

Установка состоит из технологического и аппаратного блоков (рисунок 1.4).

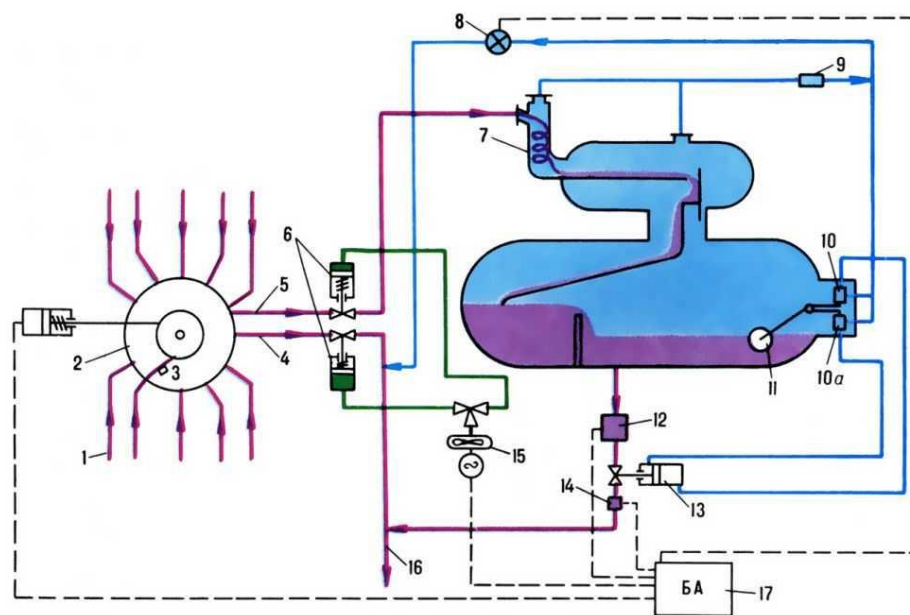


Рисунок 1.4 – Технологическая схема автоматизированной групповой установки [10]:

1 – трубопроводы от скважин; 2 – блок переключателя; 3 – роторный переключатель скважин; 4 – общая линия; 5 – замерная линия; 6 – отсекатели потока; 7 – гидроциклонный нефтегазовый сепаратор; 6 – регулятор давления; 9 – счетчик газа; 10, 10а – золотниковые устройства; 11 – датчик уровнемера; 12 – расходомер жидкости; 13 – поршневой клапан; 14 – влагомер; 15 – гидропривод; 16 – нефтегазосборный коллектор; 17 – блок автоматики.

Продукция скважин по трубопроводам поступает в переключатель скважин многоходовой, который продукцию одной из скважин направляет в гидроциклонный сепаратор, где происходит разделение газа и жидкости. Выделившийся газ через датчик расхода поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. Регулятор расхода и

заслонка, соединенная с поплавковым уровнемером, обеспечивает циклическое прохождение накопившейся жидкости через счетчик с постоянными скоростями, обеспечивая при этом измерение дебита скважин в широком диапазоне. Управление переключением скважин осуществляется блоком управления по установленной программе или оператором.

1.2.2 Дожимная насосная станция

Дожимные насосные станции (ДНС) применяются в тех случаях, если на месторождениях пластовой энергии недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до центрального пункта подготовки нефти.

Операции, выполняемые на ДНС [11]:

- сепарация нефти от газа;
- очистка газа от капельной жидкости;
- транспортирование нефти центробежными насосами;
- транспортирование газа под давлением сепарации.

Для предварительного обезвоживания и разгазирования нефти на ДНС применяется установка предварительного сброса воды (УПСВ), при этом сокращаются объемы перекачки балластных вод и обеспечивается устойчивая работа технологической установки демульсации нефти [11].

УПСВ выполнено в моноблоке представляет собой нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ) (рисунок 1.5). Газ, отделившись от жидкости, поступает в газопровод. Вода сбрасывается в буферную емкость и направляется насосами на блочную кустовую насосную станцию, а обезвоженная нефть центробежными насосами транспортируется до установки подготовки нефти.

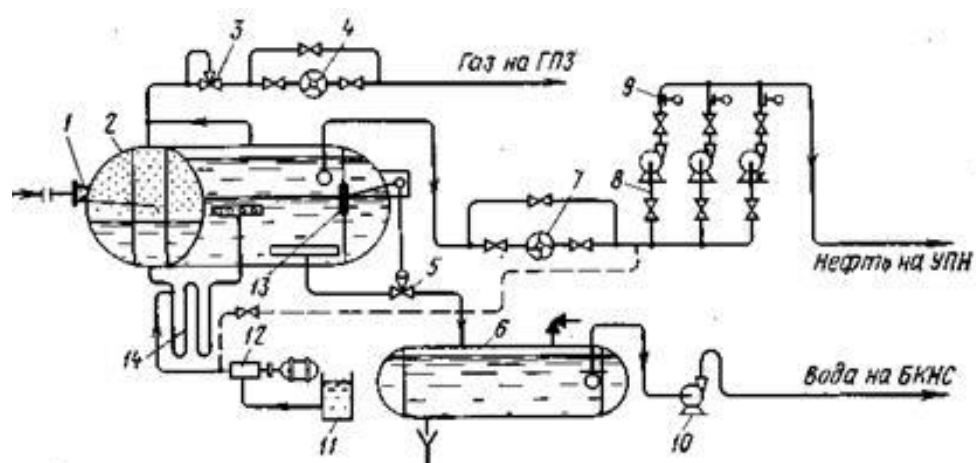


Рисунок 1.5 – Блочная дожимная насосная станция [12]:

1– патрубок; 2 – трехфазный сепаратор; 3 – регулятор давления; 4, 7 – расходомер; 5 – исполнительный механизм; 6 – буферная емкость; 8 – центробежный насос; 9 – электромагнитный манометр; 10 – насос; 11 – деэмульгатор; 12 – дозировочный насос; 13 – разделительная перегородка; 14 – каплеобразователь

1.3 Промысловая подготовка нефти

Технологическая установка подготовки нефти представляет собой комплекс оборудования и аппаратов, в которых непрерывно и последовательно осуществляются следующие процессы:

- сепарация – удаление из нефти легких газов;
- обезвоживание нефти – отделение воды;
- обессоливание – извлечение растворенных солей;
- отделение механических примесей.

Использование типичных технологических схем позволяет применять единообразные технологические решения в процессе проектирования и обустройства нефтяных месторождений.

Наиболее трудоемким является узел обезвоживания и обессоливания, который включает в себя следующие процессы: нагрев, отделение воды, отделение солей промывной водой.

Использование концевой сепарационной установки (КСУ) с эластичным газгольдером, либо совмещение с установками улавливания легких фракций углеводородов позволяет повысить качества товарной нефти [13].

Также для улучшения показателей рекомендуется использовать трехфазные сепараторы, концевые делители фаз и Heater-Treater [13].

Завершающим этапом использования технологических установок является получение товарной продукции: нефть и газ отправляют в магистральный трубопровод; пластовую воду, отделенную от нефти, направляют к нагнетательным скважинам и закачивают в пласт для поддержания пластового давления [14].

После установки подготовки нефти должна соответствовать требованиям, указанным в ГОСТ 9965-76. В зависимости от степени подготовки устанавливаются I, II и III группы нефти (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Технические требования по качеству нефти [15]

| Показатель | Группа нефти | | |
|---|----------------|-----|------|
| | I | II | III |
| Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 100 | 300 | 1800 |
| Массовая доля воды, %, не более | 0,5 | 1,0 | 1,0 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 | | |
| Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более | 66,67 (500) | | |

1.3.1 Процесс сепарации

Стабилизацию нефти осуществляют сепарацией – извлечением широкой фракции легких углеводородов одно- или многократным разгазированием нефти путем снижения ее давления ниже давления насыщения. Начинается сепарация газа от нефти еще в пластовых условиях, а затем осуществляется в

стволе скважины, промысловых и сборных трубопроводах, аппаратах подготовки продукции скважин.

Значительное влияние на эффективность процесса оказывают физико-химические свойства продуктов и параметры процесса: температура и давление поступающей смеси, размер частиц капельной жидкости, и концентрация их в газе, скорость газожидкостной смеси и поверхностное натяжение системы «газ – жидкость» [13].

Регулированием температуры и давления создаются условия для полного разделения смеси.

От условия проведения процессов сепарации зависят потери легких фракций нефти при ее транспортировании и хранении. Как правило, сепарацию осуществляют в несколько ступеней. Смесь, нефтегазовую или нефтеводогазовую, извлекаемую из скважины сначала подвергают сепарации первой ступени, где выделяется основная масса газа, а затем нефть окончательно дегазируется при среднем и низком давлении (двух – трехступенчатая технология). Многоступенчатая сепарация позволяет сократить унос тяжелых фракций с газами, а также снижает унос легких газов нефтью.

Сепарационные установки используются для получения нефтяного газа и отделения воды от нефти, а также для уменьшения перемешивания нефтегазового потока, с целью снижения гидравлического сопротивления.

Сепараторы условно подразделяются на следующие категории: по назначению, по геометрической форме, по положению в пространстве, рабочему давлению, сепараторы первой ступени сепарации, концевые сепараторы, сепараторы с предварительным отбором газа.

1.3.2 Обезвоживание нефти

В процессе добычи происходит взаимное перемешивание воды и нефти, приводящее к образованию эмульсии путем диспергирования одной жидкости в другой. Образование стойких эмульсий приводит к таким последствиям, как снижение межремонтного периода работы скважин, затруднение сепарации газа

и сброса воды на установке предварительного сброса [16]. Кроме того, необходимость разрушения стойких эмульсий ведет к значительного увеличению энергоемкости.

Со временем стойкость эмульсии повышается, поэтому добываемую нефть наиболее целесообразно подвергать процессу обезвоживания на месторождениях, что позволяет сократить денежные затраты на транспорт.

Также отделение пластовой воды позволяет предотвратить повторного диспергирования промысловых нефтяных систем, уменьшает коррозию трубопроводов и оборудования, а также повышает производительность установки подготовки нефти, снижая нагрузки на аппараты и повышая их срок эксплуатации [16].

Предварительный сброс воды осуществляется двумя способами – путевой и централизованный сброс [17]. Последний осуществляется на установках предварительного сброса воды и дожимных насосных станциях.

На установках подготовки нефти процесс обезвоживания происходит в аппаратах – отстойниках с применением методов горячего и гравитационного отстоя нефти, и термохимических методов [17].

Процесс гравитационного отстоя заключается в заполнении резервуара и выдерживании смеси определенное время. Метод основан на процессе коагуляции капель воды, при котором под действием сил тяжести капли воды оседают на дно.

Недостатком данного метода является его недостаточная эффективность и малопродуктивность, поэтому наиболее рационально применять горячий отстой нефти, который заключается в предварительном нагреве нефти до температуры 45-70 °С, что облегчает и ускоряет процесс коагуляции капель воды, но также является малоэффективным [17].

Термохимические методы, основанные на добавлении деэмульгаторов и подогреве, являются наиболее эффективными. Деэмульгатор в небольших количествах вводят во входные трубопроводы насосной станции и установки предварительного сброса воды. Принцип действия основан на адсорбции

деэмульгатора на поверхности раздела фаз «нефть-вода» и вытеснении менее поверхностно-активных природных эмульгаторов. Непрочная пленка, образующаяся на поверхности капель воды, способствует процессу коалесценции мелких капель в крупные, которые в свою очередь легко оседают на дно резервуара [16,17].

1.3.3 Обессоливание нефти

Минеральные соли, содержащиеся в извлекаемой из водонефтяной эмульсии пластовой воде, серьезно осложняют процессы транспортировки и подготовки продукции, вызывая коррозию оборудования на промыслах и при дальнейшей переработке на нефтеперерабатывающих заводах.

При благоприятных условиях часть солей хлористого магния и кальция, находящихся в пластовой воде, гидролизуются с образованием соляной кислоты, способной разъедать металл. Также усиленную коррозию металла в присутствии воды вызывает сероводород, образующийся при переработки нефти в результате разложения сернистых соединений [13]. Особенно интенсивно идет коррозия при наличии в воде сероводорода и соляной кислоты.

Перед сдачей нефти потребителю на нефтяных промыслах проводят первичное обессоливания попутно с обезвоживанием. Вторичному обессоливанию подвергается продукция перед переработкой на нефтеперерабатывающем заводе. Для более полного извлечения солей используют электрообессоливающие установки.

Сущность процесса состоит в тщательной промывке предварительно обезвоженной нефти определенным количеством пресной воды, расход которой зависит от качества исходной нефти [17]. При этом происходит коалесценция капель минерализованной пластовой воды с каплями промывочной пресной воды. Затем полученная водонефтяная эмульсия подвергается процессу деэмульсации, термохимическим или электрическим методами, за которым следует окончательная водная промывка [17].

Таким образом, промысловая подготовка нефти обеспечивает качество сырья для переработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях и создает условия, при которых влияние вредных компонентов в нефти оказывает менее серьезные отрицательные последствия на трубопроводы и аппаратуру, а также на окружающую среду в процессе переработки.

1.4 Энергоёмкость нефтегазовой отрасли

Нефтегазовая промышленность является значительной частью топливно-энергетического комплекса и представляет собой сложную отрасль производства. Для добычи нефти и газа, производства и доставки потребителям нефтепродуктов требуется осуществление различных технологических процессов и стадий: поиск и разведка месторождений, строительство скважин, добыча и подготовка продукции, их переработка и транспортирование. Все перечисленные стадии являются энергоёмкими и ресурсозатратными, требующими значительных денежных затрат, что сказывается на себестоимости продукции.

По оценкам [18] энергоёмкость таких процессов, как добыча и транспорт нефти составляет, соответственно, 43 и 40%. Затраты на бурение и вспомогательное оборудования – 3 и 14%.

Основными статьями расходов являются [19]:

1. энергообеспечение;
2. искусственное воздействие на пласт;
3. амортизационные отчисления на содержание и эксплуатацию скважин, нефтепроводов, технологических установок и оборудования;
4. технологические потери нефти;
5. затраты по доразведке и на подготовительные работы;
6. налог на добычу;
7. заработная плата;
8. транспортировка нефти;
9. рекультивация земель.

1.4.1 Энергоэффективность процесса добычи нефти

Одной из основных затрат в добыче является энергообеспечение, на первом месте стоит потребление энергии, поэтому главным показателем энергоэффективности является удельный расход электроэнергии на тонну добытой жидкости.

Процесс добычи включает себя такие работы, как монтаж и демонтаж механического и энергетического оборудования, ремонт и исследование скважин, а также нагнетание рабочего агента в пласт.

При добычи большее количество скважин эксплуатируется установками штанговых (около 40%) и электроцентробежных насосов (более 50%), электроприводы которых являются основными потребителями электроэнергии [18].

К снижению энергоэффективности центробежных насосов могут привести следующие факторы [20]:

1. увеличение глубины подвески;
2. повышение газового фактора;
3. уменьшение забойного давления;
4. повышенное содержание механических примесей;
5. повышение температуры, приводящее к увеличению сопротивления кабельной линии и ухудшению смазки трущихся деталей.

При этом, центробежные насосы имеют низкую эффективность на месторождениях высоковязких и битуминозных нефтей, что вызвано снижением их коэффициента полезного действия. Поэтому для данного типа месторождений штанговые насосные установки являются одним из основных способов добычи.

Особенности систем нефтегазовых промыслов, приводящие к увеличению затрат [21]:

- добывающие скважины находятся на большой площади, что требует сложного и дорогостоящего оборудования для сбора, транспортировке и хранения добываемого ресурса;

- многоуровневая трансформация электроэнергии, приводящая к значительным потерям в схемах электроснабжения;
- использование дополнительных трансформаторов для электроснабжения электроприводов добывающих скважин.

Для повышения энергоэффективности центробежных насосов автором [22] предложено увеличить габариты насосов, так переход на габарит 5А увеличивает подачу на 40% и напор на 15-25%, а для шестого габарита подача увеличивается на 90%, а напор на 40-52%. Это обеспечивает улучшение работы всех видов оборудования и ведет к снижению затрат электроэнергии на подъем единицы жидкости.

Для снижения затрат при добыче и повышения энергоэффективности эксплуатируемых насосов автором [22] предлагается модернизировать имеющееся оборудование путем использования регулируемого привода штанговых насосных установок и внедрением вентильного электропривода. Использование вентильных двигателей позволяет регулировать добычные возможности насосной установки и помогает отслеживать режим работы электроцентробежного насоса, при этом характеризуется высоким КПД (до 93%), малым перегревом, низкими токами и малой зависимостью крутящего момента от частоты вращения [22].

К основным направлениям модернизации штанговых насосных установок относят [20]:

- использование длинно ходовых механических и гидравлических приводов;
- создание длинно ходовых, высоко- и малодебитных насосов, в том числе и для откачки высоковязкой и сильно газированной нефти;
- создание установок для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважины.

При этом, расчеты [22] показывают, что использование штанговых установок в скважинах с дебитами до 35-50 м³/сут приводит к снижению затрат

электроэнергии на добычу нефти в 1,5-2 раза по сравнению с эксплуатацией этих же скважин с помощью электроцентробежных насосов.

Нагнетание рабочего реагента в пласт или система ППД является одним из главных потребителей электроэнергии в процессе добычи. Схема узлов основных потерь представлена на рисунке 1.6.

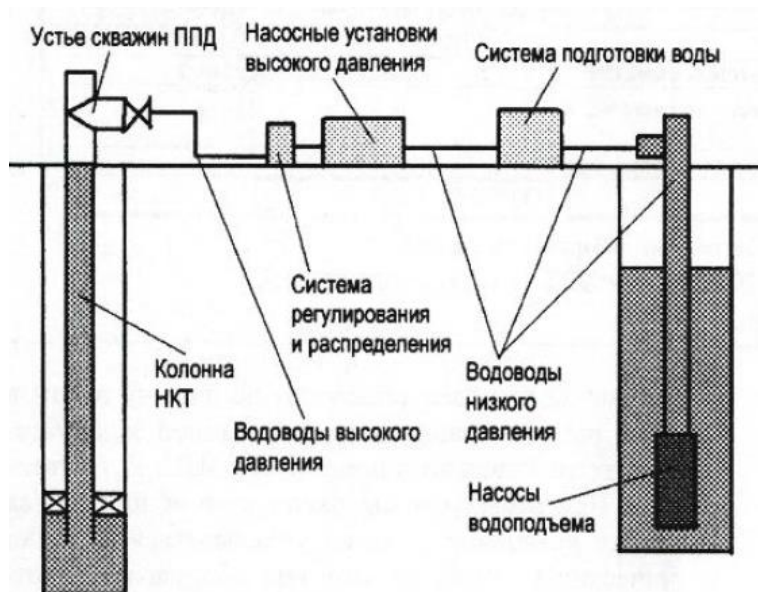


Рисунок 1.6 – Основные узлы потерь энергии в системе поддержания пластового давления [22]

Повысить энергоэффективность системы поддержания пластового давления можно следующим образом [22]:

1. снижение шероховатости поверхности рабочих колес и направляющих аппаратов, используемых в системах центробежных насосных станций;
2. правильный подбор насосного оборудования: рабочие точки должны находиться вблизи оптимальных режимов;
3. использование специальных турбинных систем, располагающихся на нагнетательных линиях системы ППД;
4. оснащение каждой скважины станцией интеллектуального управления, позволяющей экономить электроэнергию за счет оптимизации режима работы насосов и избегать излишнего обводнения скважины.

1.4.2 Энергоэффективность транспортировки и подготовки нефти

Транспортировка нефти является одними из наиболее энергоемких процессов нефтяной промышленности. По данным [18] доля затрат на электроэнергию в себестоимости магистрального транспорта нефти составляет 20-25% и, основываясь на тенденции роста цен, будет продолжать расти. Таким образом, компания АК «Транснефть» на перекачку нефти по трубопроводам потратила 31961 млн руб./год, или 13 млрд кВт·ч/год потребленной электроэнергии за 2010 год [18]. Такие затраты обусловлены использованием электродвигателей магистральных и подпорных насосов, мощность которых от 100 кВт. Они являются важной частью привода основного и вспомогательного оборудования трубопроводного транспорта.

Организация перекачки нефти осуществляется регулируемым приводом, который обеспечивает более высокий уровень энергосбережения, по сравнению с изначально используемыми – циклическая перекачка с переменными расходами и перекачка с дросселированием излишнего напора, при применении которых непроизводительные потери электроэнергии составляли до 30 % [22].

Система сбора и подготовки потребляет намного меньше энергии, чем процессы добычи и поддержания пластового давления, однако и здесь потребление энергии очень значительно.

К основным узлам энергопотребления относятся: насосные установки по перекачке, компрессорные установки, теплообменное оборудование.

Совместно с правильным подбором и эксплуатацией оборудования для повышения энергоэффективности все шире находит применение энергия попутного нефтяного газа, обеспечивающая до 5-10% всего потребления энергии [22]. В этом случае в сочетании с генераторами электрической энергии используются тепловые насосы, газовые двигатели внутреннего сгорания и парогенераторы.

Для сокращения затрат в процессе транспортировки нефти необходимо оптимизировать режимы работы насосных установок с помощью систем автоматизации технологических процессов.

Таким образом, анализ потребления электроэнергии по технологическим процессам показал, что на добычу нефти механизированным способом приходится более 57 %, на закачку воды в пласт – более 26 %, а на подготовку и транспорт нефти и газа – более 15 % всех затрат на электроэнергию [18].

Повышение энергоэффективности и энергосбережения установок механизированной добычи нефти, процессов промышленной подготовки и транспортировки нефти можно добиться путем модернизации существующего оборудования и внедрением современных систем автоматизации.

1.4.3 Повышение энергетической эффективности нефтяной отрасли

На сегодняшний день весомая доля месторождений находится на поздней стадии своего жизненного цикла, для которой характерен высокий процент малодебитных скважин и высокая степень обводнения. Запасы большинства новых участков из-за своего геологического расположения и геологии пласта относятся к трудно извлекаемым. Для обоих случаев перед добывающим компаниям стоит задача снижения себестоимости производства нефти, поэтому важнейшим и необходимым условием конкурентоспособности на рынке является сокращение издержек на энергоресурсы.

Существующий уровень потребления электроэнергии актуализирует вопросы повышения показателей рационального использования энергии (согласно Федеральному закону «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности») [23].

Также разработана государственная программа энергосбережения и энергетической эффективности на период до 2020 года, в основные задачи которой входит [24]:

1. сохранить и расширить потенциальный объем экспорта энергоресурсов и дохода государственного бюджета с помощью снижения потребления электроэнергии;
2. обеспечить устойчивый процесс повышения энергетической эффективности в различных областях российской экономики, за счет

стимулирования, инвестирования и реализации энергосберегающих проектов, ведущих к повышению энергоэффективности.

Возможными способами для осуществления задач, поставленных Программой, и для достижения высоких технико-экономических показателей при подготовке нефти являются:

- комплексная автоматизация, за счет внедрения системы «умное месторождение» (Smart Field);
- внедрение энергоэффективного технологического оборудования;
- упрощение технологических схем;
- использование альтернативных систем отопления.

Внедрение одного из описанных способов позволит при минимальных затратах получать продукцию требуемого качества.

1.4.4 Способы повышения энергоэффективности месторождений

Повышение энергоэффективности месторождений – это комплекс мер по снижению затрат предприятия на электроэнергию, и начинается он с внедрения систем энергоменеджмента. Задачи данной системы заключаются в следующем [25]:

- анализ текущей ситуации;
- планирование потребления электроэнергии;
- оптимизация технологического процесса, если на месторождении присутствует собственная генерация энергии;
- получение энергии по меньшей цене и эффективное использование, заключающееся в предотвращение утечек энергии (например, пара или электроэнергии).

1.4.4.1 Мониторинг электропотребления

Энергоменеджмент связан с мониторингом электропотребления, используемым для выявления основных потребителей и участков, где происходят наибольшие потери.

С помощью современных технологических систем, учитывающих множество показателей, обеспечивается достоверный расчет энергоэффективности месторождения, сбор данных о фактическом потреблении энергии происходит оперативно, а также полностью исключается человеческий фактор из процесса сбора и проверки данных.

Мониторинг энергозатрат дает возможность достаточно точно спрогнозировать, необходимый месторождению объем энергии, производимый собственными генерирующими мощностями или закупаемый на оптовом рынке энергии и мощности.

Внедрение процессов мониторинга, такими компаниями как «Роснефть», «Газпром», «Газпромнефть», «Сургутнефтегаз», позволило сократить объемы годового энергопотребления минимум на 2-3% [25].

Однако для абсолютной реализации автоматизированного мониторинга предприятиям, разрабатывающим такие ИТ-системы необходимо перейти от разрозненного информационного пространства к единому.

1.4.4.2 Современное оборудование и технологии нефтедобычи

Максимально энергопотребление на нефтяных месторождениях идет на подъем жидкости на поверхность и работу систем поддержания пластового давления. Таким образом, внедрение энергоэффективного оборудования скважин, либо оптимизация работы имеющегося, позволит существенно снизить потребление энергии.

Специалисты компании «Новомет» отмечают, что погружные центробежные насосные установки теряют в насосе и двигателе 80–90% своей мощности, поэтому в первую очередь необходимо поднимать коэффициент полезного действия этих элементов [25]. Для этого разработчики предлагают перейти на вентильные двигатели и ступени новой конструкции, работающие на повышенных частотах вращения.

1.4.4.3 Smart Field

Smart Field («умное месторождение») – система, регулирующая процессы отдельной скважиной или целым месторождением и позволяющая управлять нефтяным пластом и контролировать процесс добычи, при этом одновременно увеличивать производство и оптимизировать издержки на потребляемую энергию.

За счет внедрения диспетчерских систем типа автоматизированных систем оперативного диспетчерского управления или *MES-систем* (*manufacturing execution system*) осуществляется оптимизация технологических процессов, операционной деятельности и энергозатрат.

По разным оценкам [25], внедрение системы «умного месторождения» позволяет снизить потребление энергии на 12-25 %. Помимо сокращения издержек Smart Field продлевает жизненный цикл пласта, повышая производительность и безопасность, но при этом снижая эксплуатационные затраты, связанные с бесперебойной работой всех технологических установок.

2 Объект и методы исследования

2.1 Объект исследования

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) Двуреченского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК (рисунок 2.1).

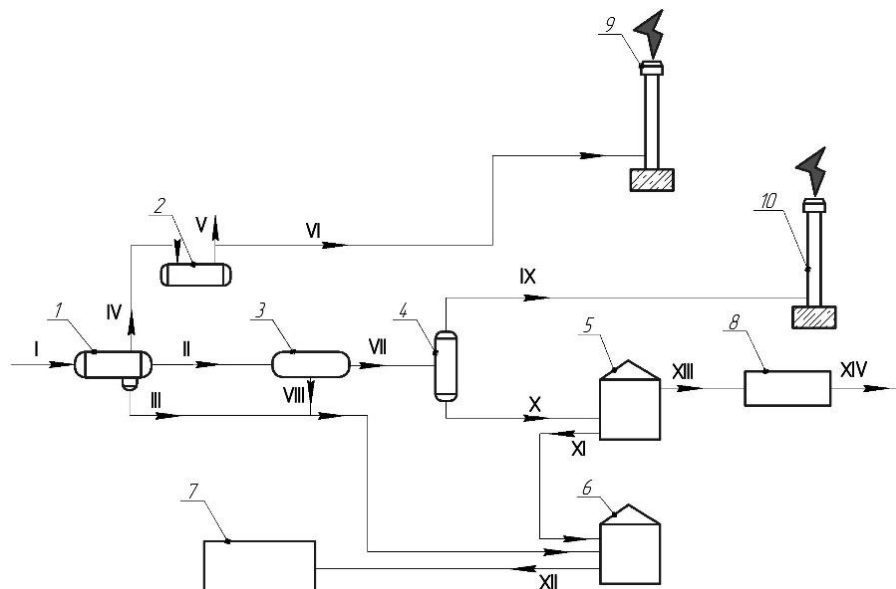


Рисунок 2.1 – Принципиальная технологическая схема УПН Двуреченского нефтяного месторождения:

оборудование: 1 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ); 2 – газосепаратор (ГС); 3 – отстойник нефти (ОН); 4 – концевая сепарационная установка (КСУ); 5 – резервуар вертикальный стальной (РВС) нефти; 6 – РВС воды; 7 – блочно-кустовая насосная станция (БКНС); 8 – узел учёта нефти (УУН); 9 – факел высокого давления (ФВД); 10 – факел низкого давления (ФНД);

потоки: I – сырьё; II – нефть от сепараторов НГСВ на вход в ОН; III – вода из НГСВ в РВС воды; IV – газ из НГСВ в ГС; V – газ из ГС в газотурбинную электростанцию; VI – газ из ГС на вход в ФВД; VII – нефть из ОН в КСУ; VIII – вода из ОН в РВС воды; IX – газ из КСУ на вход в ФНД; X – нефть из КСУ в РВС нефти; XI – выход воды из РВС нефти в РВС воды; XII – вода из РВС в БКНС; XIII – нефть из РВС на УУН; XIV – нефть на УПН «Пионерный»;

Установка подготовки нефти УПН Двуреченского нефтяного месторождения предназначена для [26]:

1. Обеспечения непрерывного приема продукции скважин Двуреченского и Западно-Моисеевского нефтяных месторождений;
2. Стабилизации нефти;
3. Отбора газа первой ступени сепарации, выделившегося в нефтегазосепараторах со сбросом воды, его очистки от нефти и капельной жидкости в газосепараторах и подачи в систему газосбора для утилизации;
4. Сброса подтоварной воды с отстойников нефти;
5. Отбора газа второй ступени сепарации, выделившегося в концевых сепарационных установках, и подачи в систему газосбора для утилизации;
6. Обезвоживания поступающей на УПН жидкости до остаточного содержания в ней воды не более 0,5%;
7. Подготовки подтоварной воды (содержание нефтепродуктов не должно превышать 50 мг/м³) и откачки на блочно-кустовую насосную станцию Двуреченского нефтяного месторождения;
8. Откачки нефти на установку подготовки нефти поселка Пионерный для дальнейшей подготовки.

Поступающие на УПН нефти Двуреченского и Западно-Моисеевского нефтяных месторождений характеризуются близкими значениями плотности и температуры застывания, низким содержанием механических примесей (менее 0,005 % масс.) и серы (таблица 2.1).

Состав попутного газа представлен в Приложении Б.

Таблица 2.1 – Характеристика нефтей Двуреченского и Западно-Моисеевского нефтяных месторождений [26]

| Свойства нефти | Единицы измерения | Двуреческое нефтяное месторождения | Западно-Моисеевское нефтяное месторождение |
|---|--------------------|------------------------------------|--|
| Плотность при 20 ⁰ С | кг/м ³ | 865 | 862,3 |
| Массовая концентрация хлористых солей | мг/дм ³ | 99,8 | 88,8 |
| Массовая доля механических примесей | % | <0,005 | <0,005 |
| Массовая доля серы | % | 0,814 | 0,52 |
| Массовая доля парафина в нефти | % | 1,81 | 4,81 |
| Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С | мм ² /с | 7,06 | 8,8 |
| Температура застывания | ⁰ С | -13 | -10 |
| Выход фракционный | | | |
| 100 ⁰ С | % об. | 6,25 | 6,9 |
| 200 ⁰ С | | 28,0 | 39,0 |
| 300 ⁰ С | | 39,50 | 47,0 |
| 350 ⁰ С | | 44,85 | 52,30 |
| 400 ⁰ С | | 51,25 | 60,0 |

Эмульсия, поступающая со скважин нефтяных месторождений, характеризуется характеризующаяся высокой обводненностью – 96,6 % масс. и высокой температурой – 80 °С (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Характеристика основных потоков УПН Двуреченского нефтяного месторождения

| Показатель | Единицы измерения | Значение |
|---------------------------------|-------------------|----------|
| Расход нефтяной эмульсии | кг/ч | 775854,0 |
| Расход нефти | кг/ч | 25150,0 |
| Расход воды | кг/ч | 750000,0 |
| Расход газа | кг/ч | 704,0 |
| Степень обводнения нефти | % масс. | 96,6 |
| Температура поступающего потока | °С | 80,0 |
| Давление | МПа | 0,5 |

2.2 Метод исследования

Первым этапом работы являлось моделирование работы установки подготовки нефти в программной среде Aspen HYSYS с целью проверки соответствия модели реальному процессу и установления температуры и состава потоков.

Вторым этапом работы был расчёт и подбор теплообменного аппарата, который производился по методике, представленной в [27].

Третий этап работы заключался в оценке эффективности разрабатываемого инвестиционного проекта, которая осуществлялась в соответствии с методикой, представленной в [28].

2.2.1 Программная среда Aspen HYSYS

Компьютерная система HYSYS фирмы Aspentech ориентирована на моделирование химико-технологических процессов, для сравнения эффективности различных вариантов технологической схемы и выбора оптимальных значений режимных параметров [29].

В основу универсальной системы моделирования HYSYS заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов технологических

схем. Последовательность стадий производства описывается с помощью технологической схемы, каждый элемент которой соответствует определенному технологическому процессу. Соединения между элементами технологической схемы соответствуют материальным и энергетическим потокам, протекающим в системе. В целом моделирование технологической схемы основано на применении общих принципов термодинамики к отдельным элементам схемы и к системе в целом.

HYSYS включает набор следующих основных подсистем, обеспечивающих решение задачи моделирования химико-технологических процессов [30]:

- набор термодинамических данных по чистым компонентам (база данных) и средства, позволяющие выбирать определенные компоненты для описания качественного состава рабочих смесей;
- средства представления свойств природных углеводородных смесей, главным образом – нефтей и газоконденсатов, в виде, приемлемом для описания качественного состава рабочих смесей, по данным лабораторного анализа;
- различные методы расчета термодинамических свойств, таких как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивности паров;
- набор моделей для расчета отдельных элементов технологических схем – процессов;
- средства для формирования технологических схем из отдельных элементов;
- средства для расчета технологических схем, состоящих из большого числа элементов, определенным образом соединенных между собой.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2ДМ5Б | Ткачёва Вера Сергеевна |

| | | | |
|---------------------|--------------|---------------------------|--|
| Институт | ИПР | Кафедра | ХТТ и ХК |
| Уровень образования | Магистратура | Направление/специальность | Химическая технология топлива и газа |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|---|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ). | Плановая себестоимость по выполнению проекта равна 86924,7 рублей. Стоимость оборудования, необходимого для реализации проекта равна 1604290 рублей. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30% |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Предпроектный анализ | 1.1 Диаграмма Исикава. |
| 2. Планирование управления научно-технологическим проектом: структура и график проведения, бюджет разработки | 2.1 План проекта (календарный план НИИ) 2.2 Бюджет проекта исследования (планируемые затраты на выполнения НИИ) |
| 3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности | 3.1 Оценка экономической и социальной эффективности разработки. |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Исикавы;
2. Календарный план-график проведения НИОКР;
3. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 27.03.2017 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|----------------------------|--------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент кафедры менеджмента | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2ДМ5Б | Ткачёва Вера Сергеевна | | |

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Ведущим направлением повышения экономической эффективности нефтяных компаний являются энергосбережение и увеличение энергоэффективности за счёт рационализации потребления теплоэнергетических ресурсов, применения энергосберегающих технологий и оборудования. Внедрение рационального использования энергетических ресурсов направлено на полезное расходование энергии, позволяющее снизить ее количество, обеспечивая установленный уровень потребления.

В изменяющихся условиях функционирования мировой экономики, постоянного роста тарифов на энергоресурсы, увеличения эксплуатационных издержек нефтяные компании предпринимают дополнительные усилия, чтобы задействовать максимум резервов экономии на всех направлениях деятельности.

Учитывая объемы производства, повышение энергоэффективности даже на доли процента выливается в десятки и сотни миллионов рублей экономии, обеспечивая конкурентоспособность компании на рынке.

Перспективы развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) определены в «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» Основными приоритетами в данном документе являются:

- повышение энергоэффективности экономики и энергосбережение;
- совершенствование топливно-энергетического баланса страны и структуры ТЭК;
- обеспечение энергетической безопасности.

В данной работе предлагается один из возможных способов сокращения энергетических затрат на установке подготовки нефти Двуреченского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК путем регенерации тепла основных потоков. Поэтому целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является обоснование энергоэффективности и определение срока окупаемости предложенного решения.

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) – это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления [31].

Область применения диаграммы:

- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.

Объектом анализа в проводимой исследовательской работе является неэффективное использование добываемых ресурсов на установке подготовки нефти Двуреченского месторождения.

К факторам, влияющим на объект анализа, относятся:

- Оборудование;
- Сырье;
- Технология проведения работ;
- Персонал.

Причинно-следственная диаграмма представлена на рисунке 1.

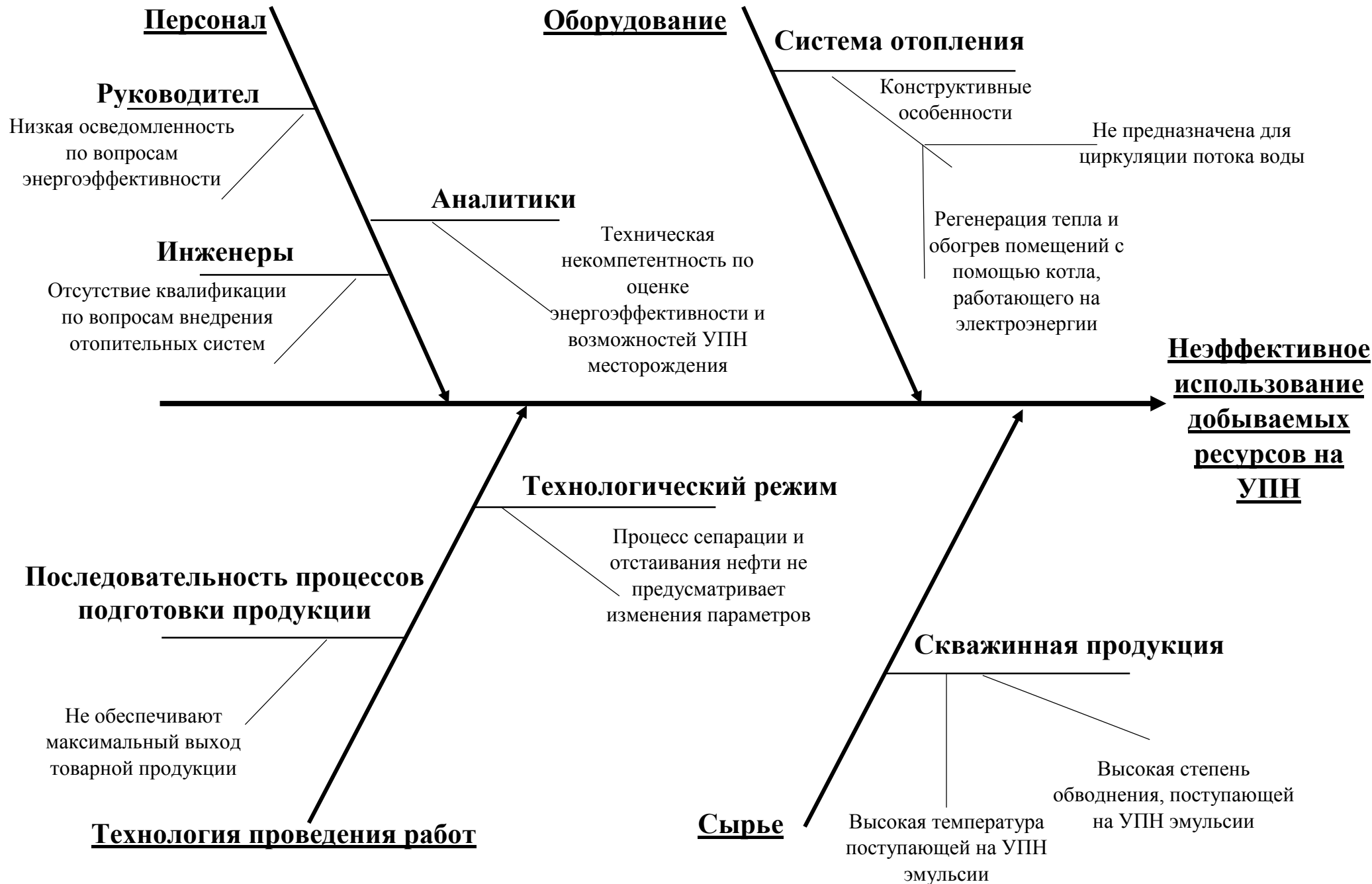


Рисунок 5.1 – Причинно-следственная диаграмма

5.2 Планирование управления научно-технологическим проектом

5.2.1 План проекта

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ.

Линейный график представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Календарный план проекта

| Код работы | Название | Длит-ть, дни | Дата начала работ | Дата окончания работ | Состав участников |
|------------|--|--------------|-------------------|----------------------|----------------------------|
| 1 | Составление и утверждение задания | 3 | 08.02.17 | 10.02.17 | Попок Е.В. |
| | Календарное планирование работы | 2 | 12.02.17 | 13.02.17 | Попок Е.В. Ткачева В.С |
| | Патентный поиск | 3 | 12.02.17 | 15.02.17 | Ткачева В.С. |
| 2 | Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания | 5 | 16.02.17 | 20.02.17 | Ткачева В.С. |
| 3 | Моделирование в программной среде Aspen HYSYS; Проверка модели на адекватность | 5 | 22.02.17 | 26.02.17 | Ткачева В.С Попок Е.В. |
| | Проведение теоретических расчетов и обоснований | 15 | 28.02.17 | 14.03.17 | Ткачева В.С. |
| | Технологическая оценка вероятных вариантов исполнения проекта | 10 | 20.03.17 | 29.03.17 | Ткачева В.С, Попок Е.В. |
| | Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта | 10 | 01.04.17 | 10.04.17 | Ткачева В.С, Попок Е.В. |
| 4 | Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости | 15 | 12.04.17 | 26.04.17 | Ткачева В.С. |
| | Анализ результатов | 10 | 28.04.17 | 07.05.17 | Ткачева В.С, Попок Е.В. |
| | Оформление дипломной работы | 20 | 08.05.17 | 28.05.17 | Ткачева В.С, Попок Е.В. |
| Итого: | | 107 | 12.02.17 | 28.05.17 | |

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [31].

На основании таблицы 1 построен календарный план-график (таблица 5.2) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени выполнения работы.

Таблица 5.2 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

| Вид работ | Исполнители | Т _к , кал, дн | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------|--------------------------------|------------------------------------|---|---|------|---|---|--------|---|---|-----|---|---|--|--|--|
| | | | февраль | | | март | | | Апрель | | | май | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | | | |
| Составление и утверждение задания | Руководитель | 3 | ■ | | | | | | | | | | | | | | |
| Календарное планирование работы | Руководитель, дипломник | 2 | | ■ | | | | | | | | | | | | | |
| Патентный поиск | Дипломник | 3 | | ■ | | | | | | | | | | | | | |
| Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания | Дипломник | 5 | | ■ | | | | | | | | | | | | | |
| Моделирование в программной среде Aspen HYSYS; Проверка модели на адекватность | Руководитель, дипломник | 5 | | | ■ | | | | | | | | | | | | |
| Проведение теоретических расчетов и обоснований | Дипломник | 15 | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | |
| Технологическая оценка вероятных вариантов исполнения проекта | Руководитель, дипломник | 10 | | | | | | | ■ | ■ | | | | | | | |

Продолжение таблицы 5.2

| Вид работ | Исполнители | Т _к , кал, дн | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------|--------------------------------|------------------------------------|---|---|------|---|---|--|---|---|---|---|---|
| | | | февраль | | | Март | | | Апрель | | | Май | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта | Руководитель, дипломник | 10 | | | | | | |   | | | | | |
| Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости | Дипломник | 15 | | | | | | | |  | | | | |
| Анализ результатов | Руководитель, дипломник | 10 | | | | | | | | | |  | | |
| Оформление дипломной работы | Руководитель, дипломник | 20 | | | | | | | | | | |  | |



- Дипломник



- Руководитель

5.2.2 Бюджет проекта

В процессе планирования бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражения всех планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям [31]:

- Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты; Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата;
- Отчисления на социальные нужды;
- Научные и производственные командировки;
- Оплата работ, выполняемых сторонними предприятиями;
- Прочие прямые расходы;
- Накладные расходы.

5.2.2.1 Расчет затрат на сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты

Для выполнения данного проекта не требуется затрат на сырье и материалы, т.к работа связана с проектированием оборудования и моделированием работы установки подготовки нефти

5.2.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены [31]. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного проекта и имеющегося в данной научно – технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Все расчеты по приобретению оборудования сводятся в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

| № п/п | Наименование оборудования | Кол-во единиц оборудования | Цена единицы оборудования, руб. | Мощность электроприбор, Вт | Общая стоимость оборудования, руб. |
|-------|-------------------------------------|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------------------------|
| 1 | Системный блок Dell Vostro | 2 | 27990 | 240 | 55980 |
| 2 | Монитор ASUS VZ249H | 2 | 14590 | 25 | 29180 |
| 3 | Компьютерная мышь Lenovo 500 Silver | 2 | 1190 | - | 2380 |

Продолжение таблицы 5.3

| | | | | | |
|--------|-----------------------------------|---|--|---|-------|
| 4 | Клавиатура Defender Oscar SM-660L | 2 | 1190 | - | 2380 |
| 5 | Доставка и монтаж оборудования | 8 | 13488 | | |
| 6 | Амортизационные отчисления | 4 | 5 лет – срок работы системного блока и монитора; Годовые амортизационные отчисления: $((55980+(55980 \cdot 0,15))/5)+((29180+(29180 \cdot 0,15))/5) = 19\,586$ руб.; Амортизация за 4 месяца: $19586/4=4897$ руб. | | |
| Итого: | | | | | 23145 |

5.2.2.3 Основная заработная плата исполнителей

В статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Расчет основной заработной платы сводится к таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет основной заработной платы

| № п/п | Наименование этапа | Исполнители по категориям | Трудоемкость, чел.-дн. | Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс.руб. | Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс.руб. |
|-------|--|---------------------------|------------------------|---|--|
| 1 | Составление и утверждение задания | Руководитель | 3 | 1,277 | 3,831 |
| 2 | Календарное планирование работы | Руководитель | 2 | 1,277 | 2,554 |
| | | Дипломник | | - | - |
| 3 | Патентный поиск | Дипломник | 3 | - | - |
| 4 | Подбор и изучение теоретических материалов | Дипломник | 5 | - | - |

Продолжение таблицы 5.4

| | | | | | |
|-------|--|--------------|----|-------|--------|
| 5 | Моделирование в программной среде Aspen HYSYS; Проверка модели на адекватность | Руководитель | 5 | 1,277 | 6,385 |
| | | Дипломник | | - | - |
| 6 | Проведение теоретических расчетов и обоснований | Дипломник | 15 | - | - |
| 7 | Технологическая оценка вероятных вариантов исполнения проекта | Руководитель | 10 | 1,277 | 12,770 |
| | | Дипломник | | - | - |
| 8 | Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта | Руководитель | 10 | 1,277 | 12,770 |
| | | Дипломник | | - | - |
| 9 | Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости | Дипломник | 15 | - | - |
| 10 | Анализ результатов | Руководитель | 10 | 1,277 | 12,770 |
| | | Дипломник | | - | - |
| 11 | Оформление дипломной работы | Руководитель | 20 | 1,277 | 25,540 |
| | | Дипломник | | - | - |
| Итого | | | | | 76,620 |

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату [31]:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (5.1)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле [31]:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (5.2)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно – техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [31]:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (5.3)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дн. (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель |
|--|--------------|
| Календарное число дней | 365 |
| Количество нерабочих дней | |
| выходные дни | 105 |
| праздничные дни | 14 |
| Потери рабочего времени | |
| Отпуск | 24 |
| невыходы по болезни | 0 |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 222 |

Месячный должностной оклад работника [31]:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.4)$$

где Z_b – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,15 (т.е. 15% от Z_b);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15 – 20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчёт основной заработной платы исполнителей

| Исполнители | Z_b , руб. | $k_{пр}$ | k_d | k_p | Z_m , Руб | $Z_{дн}$, руб. | T_p , раб. дн. | $Z_{осн}$, руб. |
|--------------|-----------------|----------|-------|-------|----------------|--------------------|---------------------|---------------------|
| Руководитель | 26300 | 0,15 | 0,2 | 1,3 | 11966,5 | 603,72 | 60 | 36223,2 |

5.2.2.4 Дополнительная заработная плата исполнителей

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы [31]:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (5.5)$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 5.7 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 5.7 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

| Заработная плата | Руководитель |
|--|--------------|
| Основная зарплата, руб. | 36223,2 |
| Дополнительная зарплата | 4708,9 |
| Итого по статье С _{зп} , руб. | 40932,1 |

5.2.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы [31]:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) \quad (5.6)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На основании Федерального закона от 24.07.2009 N 212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель | Основная заработная плата, руб. | Дополнительная заработная плата, руб. |
|--|---------------------------------|---------------------------------------|
| Руководитель | 36223,2 | 4708,9 |
| Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды | 0,30 | |
| Итого | | 12279,6 |

5.2.2.6 Научные и производственные командировки

При выполнении проекта не было расходов по научным и производственным командировкам, связанным с непосредственным выполнением данной работы.

5.2.2.6 Оплата работ, выполняемых сторонними организациями

В эту статью относится стоимость контрагентных работ. Кроме того, на эту статью расходов относят оплату консультаций, использование Internet и т.д.

Расходы на использование Internet составили 800 руб./месяц или 3200 рублей на период выполнения проекта.

5.2.2.7 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др. В расчетах эти расходы принимаются в размере 70 - 90 % от суммы основной заработной платы научно-производственного персонала данной научно-технической организации.

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле [31]:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (5.7)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 18%.

$$C_{\text{накл}} = 0,18 \cdot (36223,2 + 4708,9) = 7368 \text{ рублей}$$

5.2.2.8 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составлена калькуляция плановой себестоимости проекта на увеличение эффективности УПН (таблица 5.9)

Таблица 5.9 – Группировка затрат по статьям

| Вид работ | Статьи | | | | | | | | | |
|---|------------------------|--|---------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---|--|-----------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| | Сырье, материалы, руб. | Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ, руб. | Основная заработная плата, руб. | Дополнительная заработная плата, руб. | Отчисления на социальные нужды, руб. | Научные и производственные командировки, руб. | Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями, руб. | Прочие прямые расходы, руб. | Накладные расходы, руб. | Итого плановая себестоимость, руб. |
| Проект по повышению эффективности УПН Двуреченского месторождения | - | 23145,0 | 36223,2 | 4708,9 | 12279,6 | - | 3200,00 | - | 7368,0 | 86924,7 |

5.3 Оценка абсолютной эффективности проекта

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков (cash flow). Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности инноваций согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов...» [31] в качестве основных показателей рекомендуются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- потребность в дополнительном финансировании;
- срок окупаемости;
- индексы доходности затрат и инвестиций и др.

Оценка эффективности инвестиций занимает центральное место в процессе обоснования и выбора возможных вариантов вложения средств.

Статические методы оценки эффективности инвестиционной деятельности.

1. Срок окупаемости инвестиций

Метод расчета срока окупаемости инвестиций PP (payback period) состоит в определении того периода, через который первоначальные инвестиции будут возвращены прибылью или чистыми денежными поступлениями.

Существует два подхода к расчету срока окупаемости. Первый заключается в том, что сумма первоначальных инвестиций делится на величину годовых денежных поступлений либо чистой прибыли.

Второй способ применяется в тех случаях, когда чистые денежные поступления (прибыль) по годам неравномерны.

Если рассматривать, через какой период окупятся сэкономленные на электроэнергию деньги, то необходимо воспользоваться вторым способом расчета [28].

$$PP = n_{ц} + \frac{\Delta CF_t}{CF_{t+1}}, \quad (5.8)$$

где $n_{ц}$ – целое число периодов, при котором кумулятивная сумма оказывается наиболее близкой к величине инвестиций, но меньше ее;

ΔCF_t – непокрытая часть инвестиций в момент t ;

CF_{t+1} – чистые денежные поступления в момент $t+1$.

Учитывая, что стоимость электроэнергии повышается каждый год на 5-6%, составим таблицу 5.10, показывающую рост тарифов и сумму сэкономленных средств.

Таблица 5.10 – Прогноз стоимости электроэнергии для одноставочного тарифа, дифференцированным по двум зонам суток для промышленных предприятий

| Год | Пиковая зона, руб/МВт·ч | Ночная зона, руб/МВт·ч | Затраты предприятия на электроэнергию для обогрева помещения при тепловой мощности системы отопления 65,3 МВт·ч |
|-----|-------------------------|------------------------|---|
| 1 | 4984,88 | 2076,27 | 262247,8 |
| 2 | 5283,973 | 2200,846 | 277982,6 |
| 3 | 5601,011 | 2332,897 | 294661,6 |
| 4 | 5937,072 | 2472,871 | 312341,3 |
| 5 | 6293,296 | 2621,243 | 331081,8 |
| 6 | 6670,894 | 2778,518 | 350946,7 |
| 7 | 7071,148 | 2945,229 | 372003,5 |
| 8 | 7495,416 | 3121,942 | 394323,7 |
| 9 | 7945,141 | 3309,259 | 417983,1 |

Расчет кумулятивных денежных потоков представлен в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Расчет кумулятивных денежных потоков

| Годы | Денежные поступления, руб. | Кумулятивный денежный поток, руб. |
|------|-------------------------------|--------------------------------------|
| 0 | 1 604 290 | -1 604 290 |
| 1 | 262 247,8 | -1 342 042 |
| 2 | 277 982,6 | -1 064 060 |
| 3 | 294 661,6 | -769 398 |
| 4 | 312 341,3 | -457 057 |
| 5 | 331 081,8 | -125 975 |
| 6 | 350 946,7 | 224 971,8 |
| 7 | 372003,5 | 596975,2 |
| 8 | 394323,7 | 991298,9 |
| 9 | 417983,1 | 1409282 |

Срок окупаемости проекта составит:

$$PP = 5 + \frac{125\,975}{350\,946,7} = 5,36 \text{ года}$$

2. Расчетная норма прибыли

Данный показатель иногда в литературе носит название средней нормы прибыли на инвестиции (ARR), или бухгалтерской рентабельности инвестиций (ROI).

Этот метод основан на сопоставлении прибыли и инвестиций [28].

$$ARR = \frac{Pr_{cp}}{I_0} \cdot 100\%, \quad (5.9)$$

где Pr_{cp} – средняя прибыль (балансовая либо чистая) за период;

I_0 – первоначальные инвестиции.

Расчетная норма прибыли на определенный выше срок окупаемости (6 лет) составит:

$$ARR1 = \frac{(262247,8 + 277982,6 + 294661,6 + 312341,3)/4}{1604300} \cdot 100\%$$

$$ARR2 = \frac{(331081,8 + 350946,7 + 372003,5)/3}{1604300} \cdot 100\%$$

$$ARR3 = \frac{(394323,7 + 417983,1)/2}{1604300} \cdot 100\%$$

$$\Sigma ARR = 20,87 \%$$

Динамические методы оценки эффективности инвестиционной деятельности.

1. Чистая текущая стоимость

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Инвестиции предлагаемого проекта носят разовый характер, поэтому чистую текущую стоимость (*NVP*) определяем по формуле [28]:

$$NVP = \sum_{t=1}^n \frac{CF_{опt}}{(1+r)^t} - I_0, \quad (5.10)$$

где $CF_{опt}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета;

n – горизонт расчета;

r – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Разрабатываемый проект предполагает снижение себестоимости продукции, поэтому ставка дисконтирования $r=10\%$.

Также проект направлен на снижение затрат на электроэнергию, поэтому за CF будет принимать сэкономленные средства.

Основываясь на таблице 5.10, каждый год, с ростом тарифов на электроэнергию, сэкономленные средства будут увеличиваться, поэтому *NVP* проекта составит:

$$NVP1 = \frac{262247,8}{(1+0,1)} + \frac{277982,6}{(1+0,1)^2} + \frac{294661,6}{(1+0,1)^3} + \frac{312341,3}{(1+0,1)^4}$$

$$NVP2 = \frac{331081,8}{(1+0,1)^5} + \frac{350946,7}{(1+0,1)^6} + \frac{372003,5}{(1+0,1)^7} + \frac{394323,7}{(1+0,1)^8} + \frac{417983,1}{(1+0,1)^9}$$

$$\Sigma NVP = NVP1 + NVP2 - 1604300 = 254365 \text{ рублей}$$

$NVP > 0$, а это значит, что инвестиционный проект окажет влияние на экономический потенциал предприятия и на его экономическую ценность.

Проект принесет положительный результат только в дальнейшей перспективе, несмотря на то, что срок окупаемости составляет 5,4 года.

2. Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI) [28]

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} / I_0, \quad (5.11)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$PI1 = \frac{262247,8}{(1+0,1)} + \frac{277982,6}{(1+0,1)^2} + \frac{294661,6}{(1+0,1)^3} + \frac{312341,3}{(1+0,1)^4} + \frac{331081,8}{(1+0,1)^5}$$

$$PI2 = \frac{350946,7}{(1+0,1)^6} + \frac{372003,5}{(1+0,1)^7} + \frac{394323,7}{(1+0,1)^8} + \frac{417983,1}{(1+0,1)^9}$$

$$\Sigma PI = \frac{PI1 + PI2}{1604300} = 1,16 > 1$$

Исходя из значения индекса доходности можно сделать вывод, что такая инвестиция приемлема.

3. Дисконтированный срок окупаемости (DPP)

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока.

Определение дисконтированного срока окупаемости приведено в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Определение дисконтированного срока окупаемости разрабатываемого проекта

| № п/п | Наименование показателя | Интервал планирования | | | | | | | | | |
|----------|--|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Чистый денежный поток | -1604290 | 262247,8 | 277982,6 | 294661,6 | 312341,3 | 331081,8 | 350946,7 | 372003,5 | 394323,7 | 417983,1 |
| 2 | То же с нарастающим итогом | -1604290 | -1342042 | -1064060 | -769398 | -457057 | -125975 | 224971,8 | 596975,2 | 991298,9 | 1409282 |
| 3 | Простой срок окупаемости | $PP = 5 + \frac{125975}{350946,7} = 5,4$ года | | | | | | | | | |
| 4 | Коэффициент дисконтирования ($r=10\%$) | 1,000 | 0,909 | 0,826 | 0,751 | 0,683 | 0,621 | 0,564 | 0,513 | 0,467 | 0,424 |
| 5 | Дисконтированный чистый денежный поток ($r=0,1$) | -1604290 | 238383,2 | 229613,7 | 221290,9 | 213329,1 | 205601,8 | 197933,9 | 190837,8 | 184149,2 | 177224,8 |
| 6 | То же с нарастающим итогом | -1604290 | -1365907 | -1136293 | -915002 | -701673 | -496071 | -298137 | -107300 | 76849,51 | 254074,3 |
| 7 | Дисконтированный срок окупаемости | $DPP = 7 + \frac{107300}{184149,2} = 7,6$ года | | | | | | | | | |

В результате расчета дисконтированный срок окупаемости составляет 7,6 лет, что на 2,2 года превышает простой срок окупаемости.

4. Внутренняя ставка доходности (*IRR*)

Между чистой текущей стоимостью (*NPV*) и ставкой дисконтирования (*r*) существует обратная зависимость. Определим эту зависимость из таблицы 5.13 и графика, представленного на рисунке 5.2.

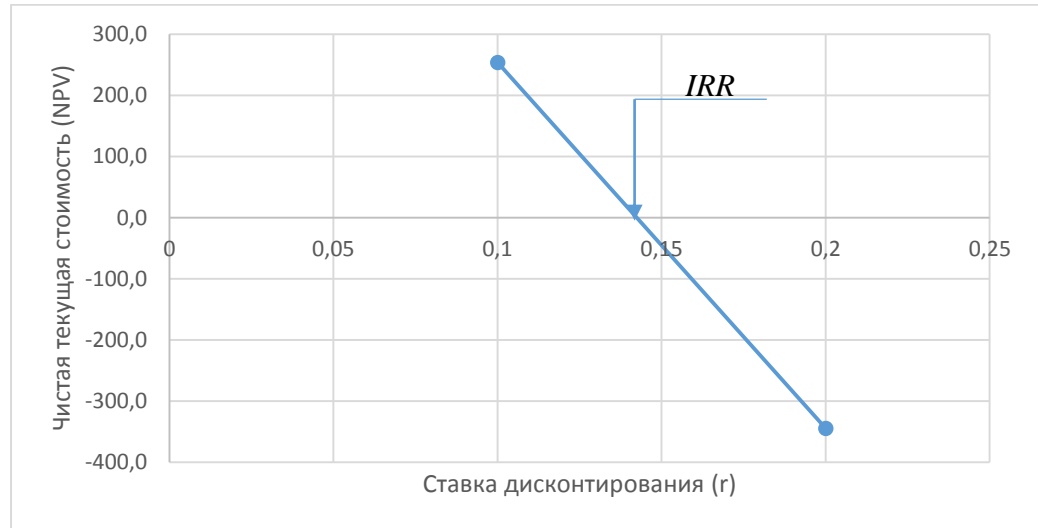


Рисунок 5.2 – Зависимость *NPV* от ставки дисконтирования

Самый простой ручной способ – методом подстановки определить *IRR*, при котором *NPV* обращается в нуль. Получив ставку дисконтирования, где *NPV* чуть больше нуля, и ставку, где *NPV* чуть меньше нуля, можно с помощью метода линейной интерполяции найти среднее между двумя значениями *IRR*, где *NPV* равно нулю [28]:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \cdot (r_2 - r_1), \quad (5.12)$$

где r_1 – ставка дисконтирования, которая дает положительное значение *NPV*, близкое к нулю;

r_2 – ставка дисконтирования, которая дает отрицательное значение *NPV*, близкое к нулю;

NPV_1 – положительное значение *NPV*;

NPV_2 – отрицательное значение *NPV*.

$$IRR = 0,1 + \frac{254,1}{254,1 - (-344,3)} \cdot (0,2 - 0,1) = 0,143$$

Таким образом, значение *IRR* для разрабатываемого проекта составляет 14,3%, что выше ставки дисконтирования $r = 10\%$.

Таблица 5.13 – Зависимость *NPV* от ставки дисконтирования

| № п/п | Наименование показателей | | | | | | | | | | | NPV |
|----------|--|---------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | |
| 1 | Чистый денежный поток | -1604,3 | 262,2 | 278,0 | 294,7 | 312,3 | 331,1 | 350,9 | 372,0 | 394,3 | 418,0 | |
| 2 | Коэффициент дисконтирования: | | | | | | | | | | | |
| | $r_1=10\%$ | 1 | 0,909 | 0,826 | 0,751 | 0,683 | 0,621 | 0,564 | 0,513 | 0,467 | 0,424 | |
| | $r_2=20\%$ | 1 | 0,833 | 0,694 | 0,579 | 0,482 | 0,402 | 0,335 | 0,279 | 0,233 | 0,194 | |
| 3 | Дисконтированный чистый денежный поток: | | | | | | | | | | | |
| | $r_1=10\%$ | -1604,3 | 238,4 | 229,6 | 221,3 | 213,3 | 205,6 | 197,9 | 190,8 | 184,1 | 177,2 | |
| | $r_2=20\%$ | -1604,3 | 218,5 | 192,9 | 170,6 | 150,5 | 133,1 | 117,6 | 103,8 | 91,9 | 81,1 | |
| 4 | То же нарастающим итогом | | | | | | | | | | | |
| | $r_1=10\%$ | -1604,3 | -1365,9 | -1136,3 | -915,0 | -701,7 | -496,1 | -298,1 | -107,3 | 76,8 | 254,1 | 254,1 |
| | $r_2=20\%$ | -1604,3 | -1385,8 | -1192,9 | -1022,3 | -871,8 | -738,7 | -621,1 | -517,3 | -425,4 | -344,3 | -344,3 |

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населения, или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты.

Критерии социальной эффективности, на которые влияет реализация проекта и оценка степени их влияния представлены в таблице 5.14.

Таблица 5.14– Критерии социальной эффективности

| ДО | ПОСЛЕ |
|---|---|
| Нерациональное использование природных ресурсов | Использование природных ресурсов в полной мере с получением прибыли. Повышение энергоэффективности экономики и энергосбережения. |
| Затраты электроэнергии на обогрев помещений | Использование тепла основного добываемого потока в качестве теплоносителя, без дополнительного нагрева |
| Высокая себестоимость продукции | Сокращение затрат на электроэнергию всеми доступными способами позволяют предприятию стать более конкурентоспособным на рынке |

5.3.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как [31]:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (5.13)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в том числе аналоги).

Существует несколько вариантов систем отопления на данной установке подготовки нефти, они представлены в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Варианты исполнения научно-исследовательского проекта

| | Текущий проект | Аналог 1 | Аналог 2 |
|--|---|--|---|
| Описание проекта | Обогрев помещений с использованием тепла основных потоков; установка теплообменных аппаратов после сепараторов. | Обогрев помещений с использованием газового котла, для обеспечения работы которого компания закупает электроэнергию. | Обогрев помещений с использованием тепла основных потоков; установка теплообменных аппаратов после резервуаров. |
| Стоимость варианта исполнения, тыс.руб. | 1604,29 | Действующий вариант, не требующий финансовых затрат. | 1604,29+дополнительный нагрев воды с помощью закупаемой электроэнергии. 1604,29+262,25=1866,54 |
| Максимальная стоимость исполнения проекта, тыс. руб. | 1700,00 | | |
| Интегральный финансовый показатель разработки | 0,94 Сокращение затрат на разработку | 0,00 Не требует финансовых вложений | 1,01 Увеличение затрат на разработку |

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом [31]:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (5.14)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности составим таблицу 5.16.

Таблица 5.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| Критерий \ ПО | Весовой коэффициент параметра | Текущий проект | Аналог 1 | Аналог 2 |
|---|-------------------------------|----------------|----------|----------|
| 1. Способствует росту конкурентоспособности компании на рынке | 0,35 | 5 | 3 | 3 |
| 2. Удобство в эксплуатации | 0,10 | 5 | 5 | 5 |
| 3. Энергосбережение | 0,30 | 5 | 3 | 2 |
| 4. Простота монтажа и обслуживания | 0,10 | 5 | 5 | 5 |
| 5. Надежность | 0,15 | 4 | 5 | 5 |
| ИТОГО | 1,00 | | | |

$$I_{\text{ТП}} = 5 \cdot 0,35 + 5 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,10 + 4 \cdot 0,15 = 4,85$$

$$\text{Аналог 1} = 3 \cdot 0,35 + 5 \cdot 0,10 + 3 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,15 = 3,7$$

$$\text{Аналог 2} = 3 \cdot 0,35 + 5 \cdot 0,10 + 2 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,10 + 5 \cdot 0,15 = 3,4$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле [31]:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} \quad I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a} \quad (5.15)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта [31]:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а}}} \quad (5.16)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{\text{финр}}^{\text{р}}$ – интегральный показатель разработки; $I_{\text{финр}}^{\text{а}}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.17 – Сравнительная эффективность разработки

| Показатели | Аналог 1 | Аналог 2 | Разработка |
|---|----------|----------|------------|
| Интегральный финансовый показатель разработки | 0,00 | 1,01 | 0,94 |
| Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 3,70 | 3,40 | 4,85 |
| Интегральный показатель эффективности | 0,00 | 3,37 | 5,16 |
| Сравнительная эффективность вариантов исполнения (Аналог 2 и Разработка) | 1,53 | | |

На основании таблицы 5.17 можно сделать вывод, что разрабатываемый научный проект, по сравнению с Аналогом 1 и 2, имеет наибольшую эффективность, как по интегрального финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.