

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г.Сургуте)

УТВЕРЖДАЮ:
Председатель КСН
Ю.В. Ваганов
«10» 06 2019 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

| | |
|--------------------------|---|
| дисциплины: | Основы строительства и эксплуатации систем транспорта и хранения углеводородов |
| направление подготовки: | 21.03.01 Нефтегазовое дело |
| Направленность(профиль): | Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти |
| форма обучения: | очная, очно-заочная, заочная |

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от __. __.2019 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность(профиль) Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины Основы строительства и эксплуатации систем транспорта и хранения углеводородов.

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 15 от «6» 06 2019 г.

И.о. заведующего кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о. заведующего выпускающей кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

«6» 06 2019 г.

Рабочую программу разработал:
доцент кафедры НД, к.т.н. _____ Р.Д. Татлыев

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель дисциплины Основы строительства и эксплуатации систем транспорта и хранения углеводородов: формирование знаний у обучающихся по основным вопросам в области строительства и эксплуатации систем транспорта и хранения углеводородов.

Задачи дисциплин:

- ознакомление обучающихся с основными объектами транспорта и хранения углеводородов;
- получение навыков решения теоретических задач расчетам трубопроводов, по подбору оборудования, необходимого для оптимальных режимов транспортировки углеводородов;
- формирование навыков оптимального и рационального использования современных технологий при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ;
- ознакомление с разновидностями организационно-технической документации;
- применение полученных знаний, навыков и умений в последующей профессиональной деятельности

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений, формируемой участниками образовательных отношений.

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- законов гидравлики, гидромеханики, термодинамики;
- машин и оборудования, применяемых при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ;
- основных производственных процессов, представляющих единую цепочку нефтегазовых технологий;
- основных технологий нефтегазового производства;

умение:

- пользоваться средствами обработки информации обслуживать технологическое оборудование использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации;
- рассчитывать необходимое количество машин и оборудования применяющихся при строительстве участка трубопровода;

владение:

- методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений, требованиями стандартов к эксплуатации оборудования
- методами расчета машин и оборудования, применяющихся при строительстве газонефтепроводов.

Содержание дисциплины Основы строительства и эксплуатации систем транспорта и хранения углеводородов является логическим продолжением содержания дисциплин гидравлика и нефтегазовая гидромеханика, машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа, основы нефтегазопромыслового дела.

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

| Код и наименование компетенции | Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК) | Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю) |
|---|---|---|
| ПКС-1 Способность осуществлять и корректировать | ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах | Знать ПКС-1.3.1: основные технологические процессы нефтегазового производства |

| | | |
|--|---|--|
| технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | нефтегазового производства | Уметь ПКС-1.У.1. выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах нефтегазового производства |
| | | Владеть ПКС-1.В.1: навыками поиска и систематизации информации |
| ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | ПКС-5.1 Выбор видов промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности | Знать ПКС-5.3.2: основные виды промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли |
| | | Уметь ПКС-5.У.2: производить выбор необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли |
| | | Владеть ПКС-5.В.2: навыком выбора необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли |

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

Таблица 4.1.

| Форма обучения | Курс/семестр | Аудиторные занятия / контактная работа, час. | | | Самостоятельная работа, час. | Форма промежуточной аттестации |
|----------------|--------------|--|----------------------|----------------------|------------------------------|--------------------------------|
| | | Лекции | Практические занятия | Лабораторные занятия | | |
| очная | 2/4 | 32 | 16 | - | 60 | экзамен |
| очно-заочная | 2/4 | 14 | 12 | - | 82 | экзамен |
| заочная | 2/4 | 8 | 4 | - | 87 | экзамен |

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

-очная(ОФО)

| № п/п | Структура дисциплины | | Аудиторные занятия, час. | | | СРС, час. | Всего, час. | Код ИДК | Оценочные средства |
|-------|----------------------|----------------------|--------------------------|-----|------|-----------|-------------|---------|--------------------|
| | Номер раздела | Наименование раздела | Л. | Пр. | Лаб. | | | | |
| 1 | 1 | Основные | 8 | 4 | - | 8 | 20 | ПКС-1.1 | Тест, |

| | | | | | | | | | |
|--------|---------|-------------------------------------|----|----|---|----|-----|--------------------|------------------------|
| | | нефтегазовые объекты | | | | | | ПКС-5.1 | контрольные задания |
| 2 | 2 | Строительство нефтегазовых объектов | 12 | 6 | - | 8 | 26 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Контрольные задания |
| 3 | 3 | Эксплуатация нефтегазовых объектов | 12 | 6 | - | 8 | 26 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Контрольные задания |
| 4 | Экзамен | | - | - | - | 36 | 36 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Экзаменационные билеты |
| Итого: | | | 32 | 16 | - | 60 | 108 | | |

-очно-заочная форма обучения (ОЗФО)

| № п/п | Структура дисциплины | | Аудиторные занятия, час. | | | СРС, час. | Всего, час. | Код ИДК | Оценочные средства |
|--------|----------------------|-------------------------------------|--------------------------|-----|------|-----------|-------------|--------------------|---------------------------|
| | Номер раздела | Наименование раздела | Л. | Пр. | Лаб. | | | | |
| 1 | 1 | Основные нефтегазовые объекты | 4 | 2 | - | 15 | 30 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Тест, контрольные задания |
| 2 | 2 | Строительство нефтегазовых объектов | 5 | 5 | - | 20 | 34 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Контрольные задания |
| 3 | 3 | Эксплуатация нефтегазовых объектов | 5 | 5 | - | 20 | 34 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Контрольные задания |
| 4 | Экзамен | | - | - | - | 27 | - | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Экзаменационные билеты |
| Итого: | | | 14 | 12 | - | 82 | 108 | | |

-заочная форма обучения (ЗФО)

| № п/п | Структура дисциплины | | Аудиторные занятия, час. | | | СРС, час. | Всего, час. | Код ИДК | Оценочные средства |
|-------|----------------------|-------------------|--------------------------|-----|------|-----------|-------------|---------|--------------------|
| | Номер | Наименование раз- | Л. | Пр. | Лаб. | | | | |

| | | | | | | | | | |
|--------|-------------------|-------------------------------------|---|---|---|----|-----|--------------------|---------------------------|
| | раз- де- ла | дела | | | | | | | |
| 1 | 1 | Основные нефтегазовые объекты | 2 | 1 | - | 27 | 30 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Тест, контрольные задания |
| 2 | 2 | Строительство нефтегазовых объектов | 3 | 1 | - | 30 | 34 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Контрольные задания |
| 3 | 3 | Эксплуатация нефтегазовых объектов | 3 | 2 | - | 30 | 35 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Контрольные задания |
| 4 | Экзамен | | - | - | - | 9 | 9 | ПКС-1.1 ПКС-5.1 | Экзаменационные билеты |
| Итого: | | | 8 | 4 | - | 87 | 108 | | |

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Тема 1. Основные нефтегазовые объекты

Структуры предприятия. Предприятие как механизм. Системный подход в управлении. Правила системного подхода. Понятия о технологических процессах. Роль технологий в обеспечении надёжной и долговечной работы объектов нефтегазовой отрасли. Группы факторов воздействия на технологические процессы. Некоторые проблемы нефтегазовой отрасли (НГО) Структура и особенности объектов НГО. Состав объектов добычи, транспортирования и переработки газа и нефти. Общие параметры и принципиальные различия объектов газовой и нефтяной промышленности. Требования по обеспечению надёжности, экономичности и безопасности объектов НГО. Конструктивные требования к МТП. Особенности размещения запорной и другой арматуры на линейной части МТП.

Раздел 2. Тема 2. Строительство нефтегазовых объектов

Общие требования к проектированию магистральных трубопроводов. Календарное планирование. Классификация газопроводов и нефтепроводов. Способы их прокладки. Категории магистральных трубопроводов (МТП). Понятия о поиске оптимальных решений при проектировании трассы МТП. Структура приведённых затрат. Сбор данных для проектирования. Понятия о моделях местности и основных алгоритмах выбора трассы. Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании МТП. Теоретические основы сооружения МТП. Сущность и номенклатура технологических процессов. Актуальные проблемы развития технологий. Номенклатура работ при сооружении ГНП и ГНХ. Методы организации работ. Классификация объектов с позиции организации работ. Параллельный, поточный и иные методы организации работ. Значение работы транспорта при сооружении МТП. Подходы к поиску оптимальной транспортной схемы. Способы отображения принятых решений по организации работ. Графики Ганта, циклограммы, сетевые модели. Расчёт МТП на прочность и устойчивость. Нагрузки и воздействия на линейную часть трубопровода при подземной прокладке. Классификация нагрузок. Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб. Неоднородность параметров внешнего воздействия и параметров металла труб. Коэффициенты условий работы, надёжности

по материалу, надёжности по назначению. Обеспечение устойчивости при подземной прокладке. Способы прокладки МТП. Классификация способов. Подземная прокладка. Конструктивные решения траншей для прокладки и расчёт объёмов земляных работ. Заглубление МТП. Особенности пересечения МТП с барьерными объектами (реки, ж/д, а/д и пр.). Особенности прокладки МТП в различных климатических зонах и по различным территориям. Влияние зонально-климатических условий на надёжность и ремонтпригодность МТП. Переходы МТП через естественные и искусственные препятствия (барьерные объекты). Классификация препятствий. Техническое и экономическое значение выбора створа перехода. Подводные переходы через реки. Основные способы пересечения водных препятствий. Технологические процессы при разных способах сооружения перехода. Техничко-экономическая оценка выбора способа перехода. Надводные переходы, конструктивные решения. Прокладка МТП в условиях высокой степени заболоченности. Классификация территорий по степени заболоченности. Болота и их классификация. Способы прокладки МТП через болота. Значение вдольтрассовых дорог на этапах сооружения и эксплуатации. Условия прокладки МТП через болота 2-3 типов. Размещение запорной арматуры. Способы обеспечения устойчивости МТП при прохождении болот. Технологии и особенности переходов МТП через железные и автомобильные дороги. Подготовка трубопроводов к сдаче в эксплуатацию. Подготовка ТП к испытаниям на прочность и устойчивость. Способы очистки внутренней полости. Машины и механизмы для очистки. Деление ТП на испытываемые участки. Материалы и оборудование для испытаний. Технология и режимы испытаний. Меры безопасности при выполнении испытаний на прочность. Участники испытаний. Документальное оформление работ. Сооружение и эксплуатация нефте- и газохранилищ. Назначение НГХ. Особенности размещения резервуаров (хранилищ) вдоль трасс ГНП. Резервуарные парки (РП). Классификация РП. Конструктивные решения и оборудование резервуаров нефти. Методы сооружения резервуаров. Испытание резервуаров. Защита Р от внешних воздействий. Системы пожаротушения. Классификация хранилищ для газа. Подземные хранилища газа ПХГ. Назначение. Способы сооружения. Проблемы эксплуатации ПХГ. Распределение природного газа. Классификация газораспределительных станций. Автоматизированные ГРС. Газорегуляторные пункты (ГРП). Системы газоснабжения.

Раздел 3. Тема 3. Эксплуатация нефтегазовых объектов

Технологии перекачки нефти и газа по трубопроводам. Характеристики нефтей и газа. Технологический процесс перекачки нефти. Расчёт пропускной способности ТП. Принципы размещения насосных станций вдоль трассы ТП. Расчёт мощности отдельной НС. Особенности перекачки нефти различной по составу и высоковязких нефтей. Технологические процессы перекачки газа. Основные последствия при утечках нефти и газа для окружающей среды. Активная защита МТП от коррозии. Механизмы появления коррозии. Факторы способствующие и препятствующие коррозионным явлениям. Защита ТП от атмосферной коррозии. Катодная защита ТП от грунтовой коррозии. Защита ТП от коррозии блуждающими токами. Станции катодной защиты и анодное заземление. Протекторная защита. Расход электроэнергии на защиту от коррозии. Методы оценки исправности изоляционных слоёв в процессе эксплуатации путём измерения переходного сопротивления. Теоретические вопросы эксплуатации МТП. Основные проблемы транспорта нефти и газа. Переход к технической эксплуатации МТП от методов профилактических ремонтов к методам ремонта по фактическому состоянию.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

| № п/п | Номер раздела дисциплины | Объем, час. | | | Тема лекции |
|-------|--------------------------|-------------|------|-----|---|
| | | ОФО | ОЗФО | ЗФО | |
| 1 | 1 | 4 | 2 | 1 | Структуры и характеристики нефтегазовых предприятий |

| | | | | | |
|--------|---|----|----|---|--|
| 2 | 1 | 4 | 2 | 1 | Требования по обеспечению надежности, экономичности и безопасности объектов НГО. Конструктивные требования к МТП |
| 3 | 2 | 6 | 2 | 2 | Общие вопросы проектирования НГО |
| 4 | 2 | 6 | 3 | 1 | Общие вопросы строительства НГО |
| 5 | 3 | 6 | 2 | 2 | Технологии НГО |
| 6 | 3 | 6 | 3 | 1 | Общие вопросы эксплуатации НГО |
| Итого: | | 32 | 14 | 8 | |

Таблица 5.2.1

Практические занятия

Таблица 5.2.2

| № п/п | Номер раздела дисциплины | Объем, час. | | | Тема практического занятия |
|--------|--------------------------|-------------|------|-----|--|
| | | ОФО | ОЗФО | ЗФО | |
| 1 | 1 | 2 | 1 | 0,5 | Предприятия нефтегазовой отрасли как объект организации |
| 2 | 1 | 2 | 1 | 0,5 | Определение параметров надежности оборудования нефтегазовых объектов. |
| 3 | 2 | 3 | 3 | 0,5 | Расчет толщины стенки трубопровода |
| 4 | 2 | 3 | 2 | 0,5 | Расчет катодной защиты. Расчет протекторной защиты с помощью групповых установок |
| 5 | 3 | 3 | 3 | 1 | Транспортные работы при сооружении промышленных трубопроводов |
| 6 | 3 | 3 | 2 | 1 | Технологический расчет магистрального нефтепровода |
| Итого: | | 16 | 12 | 4 | / |

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены.

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.4

| № п/п | Номер раздела дисциплины | Объем, час. | | | Тема | Вид СРС |
|-------|--------------------------|-------------|------|-----|---|--|
| | | ОФО | ОЗФО | ЗФО | | |
| 1 | 1 | 2 | 7 | 10 | Структуры и характеристики нефтегазовых предприятий | Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям подготовка к тесту |
| 2 | 1 | 2 | 8 | 17 | Требования по обеспечению надежности, экономичности и безопасности объектов | Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям |

| | | | | | | |
|--------|-----|----|----|----|--------------------------------------|---|
| | | | | | НГО. Конструктивные требования к МТП | |
| 3 | 2 | 3 | 7 | 15 | Общие вопросы проектирования НГО | Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям |
| 4 | 2 | 2 | 8 | 15 | Общие вопросы строительства НГО | Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям |
| 5 | 3 | 3 | 7 | 15 | Технологии НГО | Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям |
| 6 | 3 | 2 | 8 | 15 | Общие вопросы эксплуатации НГО | Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям |
| 7 | 1-3 | 36 | 27 | 9 | Экзамен | Изучение теоретического материала, подготовка к экзамену |
| Итого: | | 40 | 91 | 96 | | |

5.2.3. Преподавание дисциплины/модуля ведется с применением следующих традиционных и интерактивных видов образовательных технологий:

- лекции: лекция – визуализация с использованием мультимедийного материала; лекция проблемного характера; лекция – беседа;
- практические работы: работа в парах; индивидуальная работа; работа в группах; разбор практических ситуаций.

6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся очной и очно-заочной форм обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

| № п/п | Виды мероприятий в рамках текущего контроля | Количество баллов |
|------------------------------------|---|-------------------|
| 1 текущая аттестация | | |
| 1 | Выполнение контрольного задания № 1 | 0-5 |
| 2 | Выполнение контрольного задания № 2 | 0-5 |
| 3 | Тест по 1 разделу | 0-20 |
| ИТОГО за первую текущую аттестацию | | 0-30 |
| 2 текущая аттестация | | |
| 4 | Выполнение контрольного задания № 3 | 0-15 |

| | | |
|------------------------------------|-------------------------------------|------------|
| 5 | Выполнение контрольного задания № 4 | 0-15 |
| ИТОГО за вторую текущую аттестацию | | 0-30 |
| 3 текущая аттестация | | |
| 6 | Выполнение контрольного задания № 5 | 0-20 |
| 7 | Выполнение контрольного задания № 6 | 0-20 |
| ИТОГО за третью текущую аттестацию | | 0-40 |
| ВСЕГО | | 100 |

Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся заочной формы обучения представлена в таблице 8.2.

Таблица 8.2

| № п/п | Виды мероприятий в рамках текущего контроля | Количество баллов |
|----------------------|---|-------------------|
| 1 текущая аттестация | | |
| 1 | Выполнение и защита практической работы № 1 | 0 - 5 |
| 2 | Выполнение и защита практической работы № 2 | 0 - 5 |
| 3 | Тест по 1 разделу | 0-5 |
| 4 | Выполнение и защита практической работы № 3 | 0 - 5 |
| 5 | Выполнение и защита практической работы № 4 | 0-10 |
| 6 | Выполнение и защита практической работы № 5 | 0-10 |
| 7 | Выполнение и защита практической работы № 6 | 0-10 |
| 8 | Экзамен | 0 - 50 |
| ВСЕГО | | 0-100 |

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины/модуля

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

– Электронная библиотечная система Elib, полнотекстовая база данных ТИУ, <http://elib.tsogu.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU, <http://elibrary.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Профессиональные справочные системы. Национальный центр распространения информации ЕЭК ООН. – Режим доступа: <http://www.cntd.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Справочно-правовая система КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Система поддержки учебного процесса «Educon»;

– ЭБС «Издательства Лань», Гражданско-правовой договор №885-18 от 07.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Издательство Лань» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ», Гражданско-правовой договор № 884-18 от 08.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Электронное издательство ЮРАЙТ» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Перспект», Гражданско-правовой договор № 882-18 от 09.08.2018 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «ПРОСПЕКТ»;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО УГТУ (г. Ухта).

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: Windows 8 (Лицензионное соглашение №8686341), Microsoft Office Professional Plus (Договор №1120-18 от 03 августа 2018 г.).

9.4 Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: MS Office

10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Помещения для проведения всех видов работы, предусмотренных учебным планом, укомплектованы необходимым оборудованием и техническими средствами обучения.

Таблица 10.1

| № п/п | Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля | Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование) |
|-------|--|--|
| 1 | - | Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть |

11. Методические указания по организации СРС

11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям.

Практическое занятие №1

«Предприятия нефтегазовой отрасли как объект организации»

Изучить теоретический материал, дать решить контрольное задание.

Понятие отрасли Устаревшее значение слова «отрасль» обозначает то же, что и слово «отпрыск» – побег, отходящий от пня или корня, а также – потомок или потомство. В современном понимании отрасль обозначает отдельную область деятельности, науки, производства. В настоящем контексте «отрасль» употребляется в качестве термина, характеризующего обособленность области деятельности, вызванную все расширяющимся разделением общественного труда.

В развитии человеческого общества важнейшую роль играют отрасли материального производства. В этой сфере отраслей создаются все материальные ценности, которыми располагает человек. Среди них средства труда и предметы труда, энергия всех видов, предметы народного потребления и продукты питания и т. п. В сферу отраслей материального производства включают промышленность и сельское хозяйство, строительство и лесное хозяйство, транспорт и связь, другие группы предприятий и производств. Важнейшей составляющей сферы материального производства является промышленность, где осуществляется добыча и переработка полезных ископаемых, природных и сельскохозяйственных продуктов в целевые продукты.

В развитии человеческого общества важнейшую роль играют отрасли материального производства. В этой сфере отраслей создаются все материальные ценности, которыми располагает человек. Среди них средства труда и предметы труда, энергия всех видов, предметы народного потребления и продукты питания и т. п. В сферу отраслей материального производства включают промышленность и сельское хозяйство, строительство и лесное хозяйство, транспорт и связь, другие группы предприятий и производств. Важнейшей составляющей сферы материального производства является промышленность, где осуществляется добыча и переработка полезных ископаемых, природных и сельскохозяйственных продуктов в целевые продукты.

Все отрасли промышленности подразделяются по экономическому назначению производимой продукции на две группы: отрасли, производящие средства производства группа А (станки, оборудование и т. п.), отрасли по производству предметов потребления группа Б (швейные изделия, обувь, продукты питания и пр.). Некоторые виды продукции могут быть использованы как на производственные, так и на непроизводственные нужды. К таким видам продукции относятся все виды моторного топлива и большинство химических материалов.

По особенностям используемых предметов труда и способов воздействия на них отрасли промышленности также подразделяются на две группы Добывающую Обработывающую. Предметами труда добывающих отраслей промышленности являются природные ресурсы, а предметами труда обрабатывающих отраслей – продукты труда добывающих и смежных обрабатывающих отраслей промышленности. К добывающим относят отрасли добычи нефти и природного газа. К обрабатывающим отраслям промышленности относят производство нефтехимических продуктов, различных видов топлива, нефтегазового оборудования и пр.

По мере развития промышленности и углубления процесса разделения труда внутри промышленности сформировались отдельные отрасли, различающиеся спецификой деятельности. Под отраслью промышленности понимается группа предприятий, сопоставимых по структуре средств производства, технологии превращения предметов труда в продукты труда и кадрового состава, а также особенностям и назначению вырабатываемой продукции.

Классификация отраслей Многообразие областей общественного труда порождает соответствующее разнообразие отраслей и принципов их классификации. В отечественной практике учета и анализа результатов общественного разделения труда используется Общероссийский классификатор видов экономической деятельности (ОКВЭД), который является составной частью Единой системы классификации и кодирования технико-экономической информации, используемой в автоматизированных системах управления в народном хозяйстве.

В ОКВЭД использованы иерархический метод классификации и последовательный метод кодирования. Код группировок видов экономической деятельности состоит из двух-шести цифровых знаков, и его структура может быть представлена в следующем виде: Раздел (латинский символ) XX. - класс; XX. X - подкласс; XX. XX - группа; XX. X - подгруппа; XX. XX - вид.

Например: Раздел С Добыча полезных ископаемых Класс 11 Добыча сырой нефти и природного газа; предоставление услуг в этих областях Подкласс 11. 1 и группа 11. 10 Добыча сырой нефти и природного газа Подгруппа 11. 10. 1 Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа Вид 11. 10. 11 Добыча сырой нефти. Вид 11. 10. 12 Добыча нефтяного (попутного) газа и т. д.

Нефтегазовые отрасли Геологоразведочная 74. 20. 2 Бурения нефтегазовых скважин 11.

20 Добычи нефти и газа 11. 10 Транспортировки нефти и газа 60. 30 Переработки нефти и газа 23. 20 Оптовая и розничная торговля нефтепродуктами 51. 51 Проектная 74. 20. 1 Нефтегазового строительства 45. 21 Производства нефтегазового оборудования 29

Процесс формирования отраслей промышленности, отнесения отдельных производств к той или иной отрасли очень динамичен. Это объясняется тем, что по мере развития производств многие однородные по назначению продукты могут вырабатываться с помощью различных технологий и на базе различных видов сырья. Например, бензин можно получить при переработке нефти и синтезировать из угля, дизельное топливо можно заменить биотопливом из растительных масел. Соответственно, отраслевая принадлежность предприятий, производящих эти продукты будет различная.

Если на предприятии имеются подсобно вспомогательные производства и подразделения, осуществляющие различные функции, и если они имеют самостоятельную систему учета и выделены в отдельные учетные единицы (например, сельскохозяйственные, предприятия связи, учебные центры и др.), то такие производства и подразделения относятся к тем отраслям народного хозяйства, которые соответствуют характеру их деятельности в общественном разделении труда. Например, подсобное сельское хозяйство при промышленном предприятии должно быть отнесено к отрасли «Сельское хозяйство» и т. п.

По мере диверсификации производств и организации на предприятиях определенной отрасли производства продуктов, чуждых этой отрасли, структура отрасли становится несколько «размытой». В ряде случаев создание вертикально интегрированных компаний, объединяющих в своем составе добычу сырья, его переработку, распределение и специальное машиностроение еще больше удаляет нас от классического понятия «отрасль».

До последнего времени в отечественной практике было распространено понимать под отраслью промышленности крупный единый хозяйственный комплекс, охватывающий все звенья общественного производства определенной группы товаров и услуг, их распределения и обмена. Поэтому отраслевой принцип учета субъектов хозяйствования непосредственно связывался с административным управлением из штаба отрасли предприятиями, вырабатывающими продукцию с использованием однотипных средств производства. Предпочтение отдавалось административному типу объединения отраслей. В условиях рыночной экономики предпочтение отдается корпоративному типу объединения отраслей.

Структура нефтегазовых отраслей Многообразие отраслей, объединенных в едином производственном комплексе, обусловлено наличием основных отраслей, создающих целевую продукцию, – добыча нефти и газа и переработка нефти и газа. Задачам их развития подчинена деятельность всех остальных связанных отраслей. Добыча нефти и газа и их переработка – отрасли, создающие целевую продукцию, хотя и относятся к различным отраслям промышленности по характеру воздействия на предмет труда (добывающая и перерабатывающая), но они находятся в очень тесной взаимосвязи и определяют темпы развития друга.

Основа развития нефтяной и газовой промышленности – это подготовка запасов нефти и газа в результате проведения геолого-поисковых и разведочных работ. Современные поисково-разведочные работы включают: научные исследования, геологические, геофизические и геохимические изыскания, параметрическое, структурное и глубокое поисковое и разведочное бурение скважин. Следующее особо важное производственное звено в нефтяной и газовой промышленности – это бурение нефтегазовых скважин, которым завершается комплекс геолого-поисковых и разведочных работ, устанавливается наличие (или отсутствие) нефтегазоносности, определяются необходимые параметры залежи, а затем осуществляется ввод в действие эксплуатационных добывающих, нагнетательных и контролирующих скважин.

Добыча нефти и газа на месторождениях с высоким пластовым давлением первоначально происходит за счет рационального использования природной энергии – фонтанным способом. В последующем применяют механизированную (компрессорную и насосную) эксплуатацию скважин. Транспорт нефти, нефтепродуктов и особенно газа связан с использованием специализированных и даже специфических (трубопроводы, танкеры, железнодорожные и автомобильные цистерны, танкеры) транспортных средств, которые невозможно применить для

транспортировки других видов промышленной продукции.

Переработка нефти и газа, а также сырья и полуфабрикатов для последующего химического синтеза – это звено, связывающее добывающую отрасль с потребностями народного хозяйства в нефтепродуктах. Реализацией нефтепродуктов потребителям занимаются предприятия оптовой и розничной торговли нефтепродуктов (нефтепродуктообеспечения) которые через сети автозаправочных станций и специализированных магазинов осуществляют их продажу. В их функции входит также хранение нефтепродуктов и газа, требующих специальных средств, не используемых в других отраслях промышленности (емкости, газольдеры).

Для подготовки освоения месторождений нефти и газа специализированные организации осуществляют проектирование систем разработки месторождений, объектов строительства специализированных сооружений и производств нефтегазового комплекса. Исполнение строительных и монтажных работ новых нефтегазовых объектов занимаются строительные предприятия нефтегазового строительства, узко специализируемые по отдельным направлениям: строительство магистральных трубопроводов, строительство и монтаж оборудования нефтегазовых промыслов, нефтехимических производств, газораспределительных сетей. Появляется и новая подотрасль нефтегазового строительства – морская, по строительству морских платформ и прокладки морских трубопроводов.

Для наполнения оборудованием буровых, нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий существует отрасль производства нефтегазового оборудования. Предприятия этой отрасли выпускают специализированное оборудование и принадлежности, используемое только в нефтегазовых отраслях - специальное геофизическое оборудование (сейсмические комплексы, комплексы геофизических исследований скважин), буровые установки, турбобуры и другой буровой инструмент, установки сбора и подготовки нефти и газа, насосные станции, компрессоры, трубокладчики.

Таким образом, перечисленные отрасли представляют собой единый производственный комплекс и дополняют друга. Каждая из них отличается технологическим процессом, организацией производства и управления, целевой продукцией и т.д., объединяет большое, число предприятий и является сложным хозяйством с большим объемом работы.

Практическое занятие № 2

«Определение параметров надежности оборудования нефтегазовых объектов»

Изучить теоретический материал, решить задачу.

Показатели надежности. Показатель надежности - количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта. В таблице 1 представлена Номенклатура основных показателей надежности.

Единичный показатель надежности - показатель надежности, характеризующий одно из свойств, составляющих надежность объекта.

Комплексный показатель надежности - показатель надежности, совместно характеризующий несколько единичных свойств, составляющих надежность объекта.

Таблица 1 – Номенклатура основных показателей надежности.

| Свойство надежности | Наименование показателя | обозначение |
|---------------------|----------------------------------|---------------|
| Безотказность | Вероятность безотказной работы | $P(t)$ |
| | Интенсивность отказов | $\lambda(t)$ |
| | Средняя наработка на отказ | T_0 |
| | Средняя наработка до отказа | $T_{ср}$ |
| | Средняя наработка между отказами | T |
| Долговечность | Средний ресурс | T_p |
| | Гамма-процентный ресурс | $T_{p\gamma}$ |
| | Назначенный ресурс | $T_{р.н.}$ |
| | Установленный ресурс | $T_{р.у.}$ |

| | | |
|--------------------|--|---------------------------------|
| | Средний срок службы Гамма-процентный срок службы Назначенный срок службы Установленный срок службы | Тсл Телу Тсл.н. Тсл.у. |
| Сохраняемость | Средний срок сохраняемости Гамма-процентный срок сохраняемости Назначенный срок хранения Установленный срок хранения | Тс Тсу Тс.н. Тс.у. |
| Ремонтопригодность | Среднее время восстановления Вероятность восстановления | Твэ Рв(t) |
| Комбинация свойств | Комплексные показатели Коэффициент готовности Коэффициент технического использования Коэффициент оперативной готовности | Кг Кт.и. Ко.г. |

Показатели безотказности

Вероятность безотказной работы - вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

Статистическую оценку вероятности безотказной работы за время t определяют из соотношения:

$$P(t) = \frac{N_p}{N} = 1 - \frac{n(t)}{N}, \quad (1)$$

где N_p – число работоспособных изделий к концу времени t испытаний или эксплуатации;

N – число изделий, поставленных на испытания или эксплуатацию;

$n(t)$ – число изделий, отказавших к концу времени t испытаний или эксплуатации.

Средняя наработка на отказ – это отношение наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки:

$$T_o = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{\sum_{i=1}^N m_i}, \quad (2)$$

где N – общее число объектов, поставленных на испытания или в эксплуатацию;

t_i – наработка i -того объекта;

m_i – число отказов i -того объекта за весь наблюдаемый период.

Средняя наработка на отказ используется для характеристики восстанавливаемых объектов.

Средняя наработка до отказа - математическое ожидание наработки объекта до отказа.

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} P(t) dt \quad (3)$$

или

$$T_{cp} = \sum_{i=1}^k \frac{N_{pi}}{N} \Delta t_i, \quad (4)$$

где N_{pi} – число работоспособных объектов на интервале наработки $t_i - t_{i+1}$;

N – общее число наблюдаемых объектов;

$\Delta t = t_{i+1} - t_i$ – интервал времени;

k – число рассматриваемых интервалов наработки.

Среднюю наработку до отказа можно также определить иначе

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i, \quad (5)$$

где t_i – наработка до отказа i -того объекта;

n – число объектов.

Показатель $T_{\text{ср}}$ используется для характеристики надежности невосстанавливаемых объектов.

Гамма-процентная наработка до отказа - наработка до отказа, в течение которой отказ объекта не возникнет с вероятностью u , выраженной в процентах.

Средняя наработка между отказами - математическое ожидание наработки объекта между отказами.

$$T = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m t_i \quad (6)$$

Гамма-процентная наработка между отказами – наработка между отказами, в течение которой отказ объекта не возникнет с вероятностью u , выраженной в процентах.

Интенсивность отказов - условная плотность вероятности возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник.

$$\lambda(t) = \frac{\Delta n(t)}{N_p \cdot \Delta t}, \quad (7)$$

где $\Delta n(t)$ – число отказов за промежуток времени Δt ;

N_p – число работоспособных объектов на момент t .

Интенсивность отказов может быть найдена теоретически

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \quad (8)$$

где $f(t)$ – функция плотности вероятности наработки до отказа;

$P(t)$ – вероятность безотказной работы,

$$f(t) = \frac{\Delta n(t)}{N \cdot \Delta t}. \quad (9)$$

Параметр потока отказов - предел отношения вероятности возникновения отказа восстанавливаемого объекта за достаточно малый интервал времени к длительности этого интервала, стремящейся к нулю.

Так как безотказная работа и отказ – взаимно противоположные события, то оценку вероятности отказа определяют по формуле:

$$Q(t) = 1 - P(t) = \frac{n(t)}{N} \quad (10)$$

Вероятность отказа может быть также охарактеризована плотностью вероятности отказа

$$f(t) = \frac{dQ}{dt} \quad (11)$$

или

$$f(t) = \frac{\Delta n(t)}{N \cdot \Delta t}, \quad (12)$$

где $\Delta n(t)$ – число отказов за промежуток времени Δt ;

N – общее число наблюдаемых объектов.

Плотность распределения $f(t)$ наработки до отказа может быть также определена по вероятности отказа

$$f(t) = Q'(t) = \frac{dQ(t)}{dt} \quad (13)$$

или

$$Q(t) = \int_0^t f(t)dt. \quad (14)$$

Вероятность безотказной работы связана с интенсивностью отказов одним из основных уравнений теории надежности:

$$P(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(t)dt\right). \quad (15)$$

При определении вероятности безотказной работы и вероятности отказов широко используются две основных теоремы для определения вероятности случайного события.

1. Вероятность появления одного из двух несовместных событий равна сумме вероятности этих событий:

$$P(A + B) = P(A) + P(B), \quad (16)$$

где A, B – несовместные события.

2. Вероятность совместного появления нескольких независимых событий равна произведению вероятностей этих событий:

$$P(A_1 A_2 \dots A_n) = P(A_1) \cdot P(A_2) \cdot \dots \cdot P(A_n). \quad (17)$$

Первая теорема используется для нахождения вероятности отказа при возможности у объекта нескольких видов несовместных отказов. С использованием второй теоремы определяют вероятность безотказной работы объекта, состоящего из многих элементов, вероятность безотказной работы которых известна.

Показатели ремонтпригодности и восстанавливаемости

Вероятность восстановления - вероятность того, что время (до) восстановления работоспособного состояния объекта не превысит заданное значение.

$$P_B(t) = e^{-\lambda \cdot t_B}, \quad (18)$$

где λ – интенсивность отказов (принимается постоянной).

Среднее время восстановления - математическое ожидание времени восстановления.

$$T_B = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m T_{Bk}, \quad (19)$$

где T_{Bk} – время восстановления k -того отказа объекта;

m – число отказов за заданный срок испытаний или эксплуатации.

Среднее время до восстановления - математическое ожидание времени до восстановления.

Гамма-процентное время восстановления - время, в течение которого восстановление работоспособности объекта будет осуществлено с вероятностью u , выраженной в процентах.

Гамма-процентное время до восстановления – длительность времени до восстановления, которая не будет превышена с вероятностью u , выраженной в процентах

Интенсивность восстановления - условная плотность вероятности восстановления работоспособного состояния объекта, определенная для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента восстановление не было завершено

Показатели долговечности

Средний ресурс - математическое ожидание ресурса.

$$T_p = \frac{\sum_{i=1}^N T_{pi}}{N}, \quad (20)$$

где T_{pi} – ресурс i -того объекта;

N – число объектов.

Гамма-процентный ресурс - суммарная наработка, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с вероятностью γ , выраженной в процентах.

$$P(T_{p\gamma}) = \int_{T_{p\gamma}}^{\infty} p(T_p) dT_p = \frac{\gamma}{100} \quad (21)$$

где $T_{p\gamma}$ – наработка до предельного состояния (ресурс).

Средний срок службы - математическое ожидание срока службы.

$$T_{сл} = \frac{\sum_{i=1}^N T_{сли}}{N} \quad (22)$$

Гамма-процентный срок службы - календарная продолжительность эксплуатации, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с вероятностью γ , выраженной в процентах.

$$P(T_{сл\gamma}) = \int_{T_{сл\gamma}}^{\infty} p(T_{сл}) dT_{сл} = \frac{\gamma}{100} \quad (23)$$

Показатели сохраняемости

Средний срок сохраняемости: Математическое ожидание срока сохраняемости.

$$T_c = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T_{ci} \quad (24)$$

где T_{ci} – срок сохраняемости i -того объекта.

Гамма-процентный срок сохраняемости - срок сохраняемости, достигаемый объектом с заданной вероятностью γ , выраженной в процентах.

Комплексные показатели надежности

Коэффициент готовности - вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в данный момент времени.

$$K_r = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{\sum_{i=1}^N t_i + \sum_{i=1}^N \tau_i}, \quad (25)$$

где t_i – суммарная наработка i -того объекта в заданном интервале эксплуатации;

τ_i – суммарное время восстановления i -того объекта за тот же период эксплуатации;
 N – число наблюдаемых объектов в заданном интервале эксплуатации.

Если на заданном интервале эксплуатации определены среднее значение наработки на отказ T_o и среднее время восстановления объекта после отказа T_B , то

$$K_{\Gamma} = \frac{T_o}{T_o + T_B} \quad (26)$$

Коэффициент неготовности - вероятность того, что объект окажется в неработоспособном состоянии в данный момент времени.

Коэффициент оперативной готовности - вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в данный момент времени и, начиная с этого момента, будет работать безотказно в течение заданного интервала времени.

$$K_{i\bar{a}} = K_{\bar{a}} \cdot P(t_0; t_1), \quad (27)$$

где $P(t_0; t_1)$ – вероятность безотказной работы объекта в интервале $(t_0; t_1)$;

t_0 – момент времени, с которого возникает необходимость применения объекта по назначению;

t_1 – момент времени, когда применение объекта по назначению прекращается.

Коэффициент K_{Γ} определяют для периода ожидания работы, предшествующего моменту t_0 .

Коэффициент технического использования - отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период.

$$K_{\text{т.и}} = \frac{T_o}{T_o + \tau_{\text{т.о}} + \tau_p + T_B} \quad (28)$$

Коэффициент сохранения эффективности - отношение значения показателя эффективности использования объекта по назначению за определенную продолжительность эксплуатации к номинальному значению этого показателя, вычисленному при условии, что отказы объекта в течение того же периода не возникают[2].

Пример решения задачи После 500 часов наработки из 56 агрегатов, поставленных на эксплуатацию, в работоспособном состоянии оказалось 43 агрегата. Определить вероятность безотказной работы агрегата в течение 500 час.

Решение:

Используем формулу для определения вероятности безотказной работы объекта

$$P(500) = \frac{43}{56} = 0,768.$$

Вероятность безотказной работы агрегата в течение 500 часов составляет 76,8 %.

Практическое занятие № 3 **«Расчет толщины стенки трубопровода»**

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}. \quad (29)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (30)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по прил. 35; p – рабочее давление, МПа; D_n - наружный диаметр трубы, мм; R_1 – расчетное сопротивление растяжению металла труб, МПа; ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n}; \quad (31)$$

где R_1'' нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вп}$ (предела прочности) по прил. 40, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода принимаемый по прил. 34; k_1 , k_n – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода, принимаемые по прил. 39, 37.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (32)$$

где $\sigma_{np.N}$ - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n}, \quad (33)$$

где α , E , μ – физические характеристики стали, принимаемые по прил. 38; Δt – температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$, $\Delta t = t_э - t_ф$; $D_{вн}$ – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки δ_n , принятой в первом приближении, $D_{вн} = D_n - 2\delta_n$.

Толщину стенки труб следует принимать не менее $1/140 D_n$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм - для труб условным диаметром свыше 200 мм.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по первой формуле, должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

Задача. Определить толщину стенки трубы участка магистрального нефтепровода с наружным диаметром D_n . Исходные данные для расчета: категория участка, внутреннее давление – p , марка стали, температура стенки трубы при эксплуатации – $t_э$, температура фиксации расчетной схемы трубопровода – $t_ф$, коэффициент надежности по материалу трубы – k_1 . Исходные данные в табл. 1

Практическое занятие № 4 «Расчет катодной защиты. Расчет протекторной защиты с помощью групповых установок»

Мощность СКЗ определяется

$$P = I_{оп} \cdot \Delta, \quad (34)$$

где I_{op} – ток СКЗ в точке дренажа, а; $\Delta\varphi$ - напряжение на зажимах источника постоянного тока, В.

Общее число СКЗ

$$N = L_{общ} / L, \quad (35)$$

где $L_{общ}$ – общая длина трубопровода, км; L – расчетная длина защищаемого участка трубопровода, км.

Расчетную длину защищаемого участка трубопровода можно определить по формуле

$$L = \frac{2}{\alpha} \ln \left[\frac{E_{max}}{\kappa_{\theta} E_{min} (1 + \Theta)} \right]. \quad (36)$$

Вышеприведенные потенциалы связаны между собой выражением

$$E_{min(max)} = E_{защ.min(max)} - E_{ест}. \quad (37)$$

Величины потенциалов при защите подземных металлических сооружений от коррозии измеряют по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения (МЭС).

Многочисленными сравнениями установлено, что величина естественного потенциала подземных металлических сооружений колеблется в интервале от $-0,23$ до $-0,72$ В, причем практический диапазон изменения $E_{ест}$ составляет от $-0,45$ до $-0,60$ В. Поэтому, если не имеется точных данных о величине естественного потенциала стали в данном грунте, принято считать $E_{ест} = -0,55$ В (по МЭС).

Отсюда, пользуясь формулой (3.4), легко получить предельные значения наложенного потенциала для стального изолированного трубопровода:

$$E_{max} = -1,1 - (-0,55) = -0,55 \text{ В}, \quad E_{min} = -0,85 - (-0,55) = -0,30 \text{ В},$$

где κ_{θ} - коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ

$$\kappa_{\theta} = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{min}}{E_{max}} \right)^2 (1 + \Theta)}}, \quad (38)$$

где α - постоянная распространения тока вдоль трубопровода

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{из}(\tau_{ис})}}, \quad (39)$$

где R_T – продольное сопротивление трубопровода вычисляют по формуле

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi \delta (D - \delta)}, \quad (40)$$

где ρ_T – удельное электросопротивление трубной стали, $\rho_T \approx 0,245$ Ом·мм²/м; D , δ - наружный диаметр трубопровода и толщина стенки; $R_{из}$ – сопротивление единицы длины изоляции

$$R_{из} = \frac{R_{пл}}{\pi D}, \quad (41)$$

где $R_{из}(\tau_{ис})$ – сопротивление изоляционного покрытия.

Θ - коэффициент работы анодного заземления определяется по формуле

$$\Theta = \frac{\rho_c}{2\pi\gamma}, \quad (42)$$

где ρ_r – удельное электросопротивление грунта

$$\rho_r = \sum_{i=1}^n \rho_{ri} \frac{L_i}{L}, \quad (43)$$

где ρ_{ri} - удельное электросопротивление грунта на участке длиной L_i ; $\frac{L_i}{L}$ - доля участка длиной L_i в общей протяженности трубопровода L .

Рассмотрим принципиальную электрическую схему катодной защиты (рис. 3.3). Как следует из этой схемы, для наиболее простого случая катодной защиты общее сопротивление цепи можно представить как ряд последовательно соединенных отдельных сопротивлений: R_1 и R_5 - сопротивления соединительных проводов; R_2 - сопротивление растеканию тока с анодного заземления в окружающую почву; R_3 - сопротивление почвы между анодным заземлением и защищаемым сооружением; R_4 - общее сопротивление тока на пути «почва - металл защищаемого сооружения - точка дренажа».

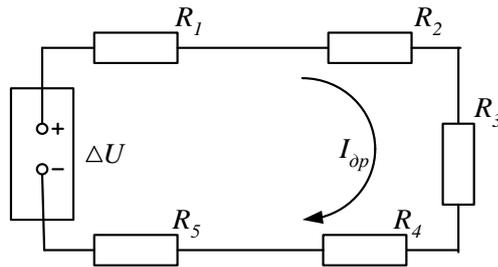


Рис. 1. Электрическая схема катодной защиты для расчета мощности СКЗ

Если пренебречь относительно малой величиной сопротивления КЗ (из-за большого сечения почвенного проводника), то общее сопротивление цепи катодной защиты

$$R_{к.з.} = R_a + R_{np} + R_k, \quad (44)$$

где $R_a = R_2$ сопротивление растеканию тока с анодного заземления; $R_{np} = R_1 + R_5$ - сопротивление соединительных проводов; $R_k = R_4$ - сопротивление собственно защиты.

Таким образом,

$$\Delta\varphi = I_{оп} R_{к.з.} = \Delta\varphi_a + \Delta\varphi_{np} + \Delta\varphi_k, \quad (45)$$

где

$$\Delta\varphi_a = I_{оп} R_a; \quad \Delta\varphi_{np} = I_{оп} R_{np}; \quad \Delta\varphi_k = I_{оп} R_k = \left| \varphi_{max}^{нал} - \varphi_{min}^{нал} \right|.$$

Силу тока в точке дренажа определяют по формуле

$$I_{op} = \frac{\varphi_{max}^{нал}}{Z_{ex} \left[1 + 2 \exp(-\alpha \cdot L) + \frac{\rho_r}{2\pi y} \right]}, \quad (46)$$

где Z_{ex} – входное сопротивление трубопровода, Ом;

$$Z_{ex} = \frac{1}{2} \sqrt{R_m \cdot R_{из}}, \quad (47)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м; y – расстояние от трубопровода до анодного заземления, м, $y = 50 \dots 500$ м;

Сопротивление растеканию тока одиночного вертикального электрода в коксовой засыпке (при $l_a \ll 4h$; $d_a \ll 2l_a$)

$$R_1 = \frac{\rho_r}{2\pi l_a} \left[\ln \frac{2l_a}{d_a} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h+l_a}{4h-l_a} + \frac{\rho}{\rho} \ln \frac{d_a}{d} \right], \quad (48)$$

где d , d_a , l_a – соответственно диаметр электрода, диаметр и длина засыпки (табл. 14.4); h – расстояние от поверхности земли до середины электрода; ρ_a – удельное сопротивление засыпки Ом·м; $\rho_a = 0,2$ Ом·м.

Таблица 3.1.

Техническая характеристика комплектных анодных заземлителей

| Тип | Материал электрода | Размеры, мм | | | | Масса, кг | | Эл. хим. эквивалент кг/А·год |
|-------------|--------------------|-------------|-------|---------|-------|-----------|-------|------------------------------|
| | | электрод | | общие | | электр. | общая | |
| | | диаметр | длина | диаметр | длина | | | |
| АК-1 | сталь | 50 | 1400 | 185 | 1420 | 21 | 60 | 1,0 |
| АК-3 | железо-крем. | 40 | 1400 | 185 | 1420 | 12 | 53 | 0,12 |
| АК-1 Г | | 68 | 1400 | 225 | 1700 | 41 | 90 | 0,12 |
| АК-2Г | | 40 | 1400 | 150 | 1700 | 12 | 60 | 0,12 |
| ЗЖК-12-КА | | 30 | 1400 | 185 | 1425 | 80 | 40 | 0,12 |
| ЗЖК-41п- КА | | 68 | 1400 | 240 | 1700 | 41 | 100 | 0,12 |
| АКЦ | сталь | 50 | 1700 | 150 | - | 26 | - | 1,0 |

Оптимальное число электродов анодного заземления

$$n = J_{op} \sqrt{\frac{R_1 \cdot C_s \cdot \eta_u \cdot \tau}{1000(\varepsilon + \sigma) \cdot C_a \cdot \eta \cdot \eta_e}}, \quad (49)$$

где C_s – стоимость электроэнергии, руб/кВт; η_u – коэффициент использования электрода; $\eta_u = 0,95$; τ – время работы СКЗ в году; $(\varepsilon + \sigma)$ – норма амортизированных отчислений; C_a – стоимость установки одного электрода, руб.; η – КПД катодной установки; $\eta = 0,7$; η_e – коэффициент экранирования электродов при выбранном расстоянии между ними.

Таблица 3.2

Коэффициент экранирования вертикальных трубчатых заземлителей, размещенных в ряд (η_e)

| Число труб | Отношение расстояния между трубами к длине трубы | | |
|------------|--|-------------------|-------------------|
| | $\frac{a}{l} = 1$ | $\frac{a}{l} = 2$ | $\frac{a}{l} = 3$ |
| 2 | 0,84 - 0,87 | 0,9 - 0,92 | 0,93 - 0,95 |
| 3 | 0,76 - 0,8 | 0,85 - 0,88 | 0,9 - 0,92 |
| 5 | 0,67 - 0,72 | 0,79 - 0,83 | 0,85 - 0,88 |
| 10 | 0,56 - 0,62 | 0,72 - 0,77 | 0,79 - 0,83 |
| 15 | 0,51 - 0,56 | 0,66 - 0,73 | 0,76 - 0,80 |
| 20 | 0,41 - 0,5 | 0,65 - 0,7 | 0,74 - 0,79 |
| 50 | 0,38 - 0,43 | 0,56 - 0,63 | 0,68 - 0,74 |

Сопротивление растеканию тока с анодного заземления

$$R_{ан} = \frac{R_1}{n \cdot \eta_s} \quad (50)$$

Оптимальная плотность тока в дренажной линии

$$j_{опт} = 31,6 \sqrt{\frac{(\varepsilon + \sigma) \cdot C_1 \cdot \eta}{C_s \cdot \rho_{np} \cdot \tau}}, \text{ А/м}^2 \quad (51)$$

где ρ_{np} - удельное сопротивление металла проводов, принимаемое $\rho_{np} = 0,029 \text{ м} \cdot \text{м}^2/\text{м}$; C_1 - стоимость прокладки дренажной линии.

Оптимальное сечение дренажного провода

$$S_{np} = I_{оп} / j_{опт} \quad (52)$$

Сопротивление дренажной линии

$$l_{np} = (y + 10). \quad (53)$$

Проводник стали

$$R_{np} = \rho_{np} \frac{l_{np}}{S_{np}}, \quad (54)$$

где ρ_{np} - удельное сопротивление металла проводов, принимаемое $\rho_{np} = 0,029 \cdot 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $S_{np} = 16 \text{ мм}^2$; l_{np} - длина проводника.

Среднее значение потребляемой мощности СКЗ $\rho = I_{оп} \cdot \Delta\varphi$.

В зависимости от величины $\Delta\varphi$ подбирается соответствующая марка СКЗ.

На основании закона Фарадея срок анодного заземления (в годах), установленного в грунт, определяется по формуле

$$T = \frac{G \cdot \eta_u}{q \cdot J_{оп}}, \quad (55)$$

где G - общий вес рабочих электродов заземления, кг; η_u - коэффициент использования электродов; ($\eta_u = 0,95$); q - электрохимический эквивалент материала электродов, кг/А год.

Расчет протекторной защиты с помощью групповых установок

При расчете групповой протекторной установки, кроме параметров, определяемых для одиночного протектора, вычисляют также переходное сопротивление групповой протекторной установки, силу тока группы, расстояние между групповой протекторной установкой и резервуаром.

Число протекторов в группе определяется методом последовательного приближения. Сначала рассчитывается приближенное число, которое затем уточняется

$$N_n = \frac{J_r}{0,6 \cdot J_n}, \quad (56)$$

где J_r – сила тока, которую необходимо получить от групповой протекторной установки, А; J_n – сила тока одиночного протектора, А.

При защите днища резервуара одной протекторной установкой $J_r = J_n$. В общем случае

$$J_r = J_p/n, \quad (57)$$

где J_p – требующаяся сила тока защитного тока, а; n – число групповых протекторных установок.

Сопротивление растеканию силы тока групповой протекторной установки R_{n2} равно

$$R_{n2} = \frac{R_n}{N_n \cdot \eta_e}, \quad (58)$$

где η_e – коэффициент экранирования.

Сила тока групповой протекторной установки определяется зависимостью

$$J_r = \frac{\varphi_n - \varphi_{есм}}{R_{n2} + R_{p2} + R_{np}}. \quad (59)$$

Число протекторов в группе N_n

$$N_k = \frac{J}{J_r} \cdot N_n. \quad (60)$$

Если уточненное число протекторов в группе N_k отличается от первоначального определенного N_n более чем на 10%, то расчет J_r и R_{n2} корректируется в соответствии с величиной.

При расчете защиты изолированных битумным покрытием днищ резервуаров групповыми установками важно определить расстояние между протекторами и днищем y для того, чтобы на участках днища, близко расположенных к протекторам, не возникло высоких отрицательных потенциалов, которые могут вызвать отслаивание изоляции вследствие разряда ионов водорода

$$y \geq \frac{J_r \cdot \rho_r}{2\pi(\varphi_{max}^{уд} - J_r \cdot R_{p2})}. \quad (61)$$

Таблица 3.3

Технико-экономические показатели резервуаров со стационарной крышей

| Номинальный объем, м ³ | Полезная вместимость, м ³ | Максимальная высота взлива, м | Высота стенки резервуара, м | Диаметр, м | Общая масса металлоконструкций, т | Расход стали на 1 м ³ объема, кг | Сметная стоимость, тыс. руб. | Типовой проект |
|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|------------|-----------------------------------|---|------------------------------|----------------|
| 100 | 99,7 | 5,68 | 6,96 | 4,73 | 5,44 | 51,8 | 5,51 | 704 – 1 - 49 |
| 200 | 206 | 5,68 | 5,96 | 6,63 | 7,94 | 38,5 | 6,69 | 704 – 1 - 50 |
| 300 | 336 | 7,0 | 7,45 | 7,58 | 10,58 | 31,5 | 7,60 | 704 – 1 - 51 |
| 400 | 426 | 7,0 | 7,45 | 8,53 | 12,36 | 29,0 | 8,25 | 704 – 1 - 52 |
| 700 | 764 | 10,0 | 10,43 | 8,94 | 17,75 | 23,2 | 10,05 | 704 – 1 - 53 |
| 1000 | 960 | 11,29 | 11,92 | 10,48 | 26,50 | 23,4 | 12,68 | 704 – 1 - 66 |
| 2000 | 2042 | 11,35 | 11,92 | 15,18 | 48,56 | 2,5 | 19,07 | 704 – 1 - 55 |
| 3000 | 3200 | 11,35 | 11,92 | 18,98 | 67,10 | 19,9 | 24,95 | 704 – 1 - 56 |
| 5000 | 4975 | 14,37 | 14,90 | 20,92 | 104,55 | 19,4 | 36,78 | 704 – 1 - 67 |
| 10000 | 11000 | 17,25 | 17,90 | 28,50 | 211,01 | 17,6 | 73,38 | 704 – 1 - 68 |
| 15000 | 15830 | 17,23 | 17,90 | 34,20 | 297,04 | 17,2 | 104,98 | 704 – 1 - 69 |
| 20000 | 21540 | 17,23 | 17,90 | 39,90 | 398,70 | 17,1 | 140,08 | 704 – 1 - 70 |
| 30000 | 28100 | 17,23 | 17,90 | 45,60 | 521,30 | 16,6 | 184,88 | 704 – 1 - 71 |

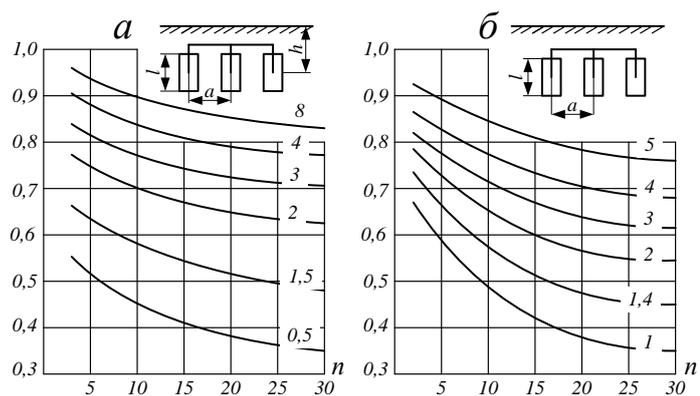


Рис. 2. Зависимость коэффициента экранирования вертикальных электродов от их числа при различных отношениях.

а – без засыпки; б – в коксовой засыпке

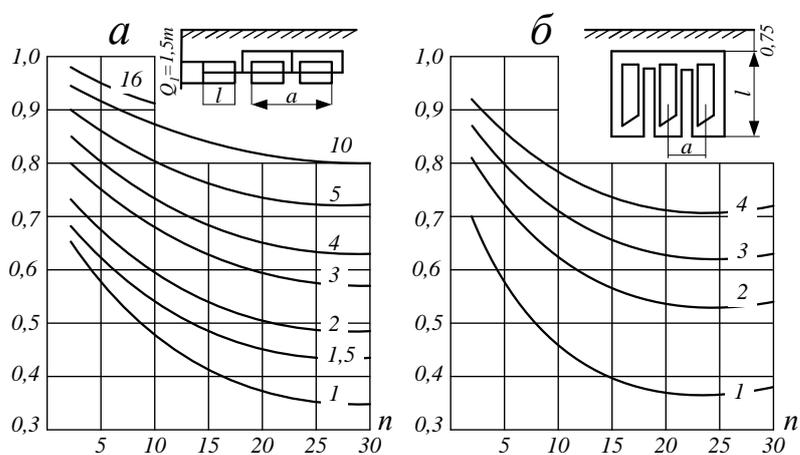


Рис. 3. Зависимость коэффициента экранирования стальных электродов от их числа при различных отношениях. а – горизонтальные электроды без засыпки; б – вертикальные электроды из уголка в коксовой засыпке

Задача. Определить мощность и число СКЗ магистрального трубопровода диаметром D мм, с толщиной стенки δ мм, протяженностью км. Трубопровод проложен на местности с удельным электросопротивлением ρ_{ep} Ом·м. Анодное заземление проектируется выполнить из вертикальных упакованных электродов марки: дренажную линию - воздушной с подвеской из алюминиевого провода или уложенного в траншею (см. вариант – табл. 14.9).

Начальное переходное сопротивление «трубопровод-грунт» R_{nn} , Ом·м². Средняя стоимость электроэнергии C_3 , руб/кВт·час.

Практическое занятие №5 «Транспортные работы при сооружении промышленных трубопроводов»

При сооружении промышленных трубопроводов основной объём транспортных работ приходится на перевозку отдельных труб и секций и включает:

1. Перевозку отдельных труб с железнодорожных станций (речных или морских портов) на промежуточные трубосварочные базы или непосредственно на трассу;
2. Перевозку секций труб с промежуточных трубосварочных баз на трассу.

В зависимости от конкретных условий для перевозки труб и секций используются как колесный (автомобили с прицепами), так и гусеничный транспорт (гусеничные тракторы с колесными или гусеничными прицепами). В отдельных случаях может применяться воздушный транспорт.

При решении транспортных вопросов решается несколько задач, главными из которых являются выбор типа (марки) транспортных средств и определение их необходимого числа на период строительства трубопровода.

При выборе транспортных средств для перевозки труб необходимо пользоваться таблицей:

Таблица Технические характеристики трубоплетевозов

| Параметр | Марка трубоплетевоза | | | | |
|-----------------------------------|----------------------|---------|-------|---------|-------|
| | ПТВ-8 | ПЛТ-502 | ПЛТ-2 | ПЛТ-214 | ПТ-30 |
| Грузоподъёмность, Q: | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| На дорогах с твердым покрытием, т | 9,0 | 15,0 | 15,0 | 18,0 | 23,0 |
| На любых дорогах, т | 5,0 | 11,0 | 11,0 | 13,0 | 18,0 |

Необходимое количество транспортных средств на период строительства промышленного трубопровода определяется по формуле:

$$N = \frac{G}{q} \times \frac{\frac{l_{mp(nl)}}{V_{ep}} + \frac{l_{mp(nl)}}{V_{nop}} + t_{noz} + t_{выг}}{K \times T \times t_{сут}}, \text{ шт} \quad (62)$$

Где N – необходимое число одновременно работающих машин;

G – общий вес намечаемого к перевозке груза, т;

q – фактическая грузоподъёмность машины, т;

$l_{тр}$ ($l_{пл}$) – расстояние перевозки груза, км;

T – продолжительность строительства трубопровода, мес;

$t_{сут}$ – продолжительность смены, час;

K – коэффициент использования рабочего времени, учитывающий состояние дорог, климатические условия и другие факторы, принимаемый при расчетах равным 0,8 для зимних условий и 0,9 для летних.

$V_{гр}$ – скорость движения с грузом, км/час;

$V_{пор}$ – скорость движения без груза, км/час;

$t_{пог}$ – скорость погрузки, час;

$t_{выг}$ – скорость разгрузки, час;

С учетом коэффициента организационно-технических перерывов необходимое число транспортных средств:

$$N_k = \frac{N}{k_m}, \text{ трубы (секции)} \quad (63)$$

Фактическая грузоподъемность трубовоза (плетевоза) определяется по формуле:

$$q = \frac{Q}{m}, \text{ трубы (секции)} \quad (64)$$

Где m – масса одной трубы (плети), т

С учетом допустимого недогруза (15%) определяем число труб, погружаемых на трубовоз (плетевоз).

Общий вес намечаемого к перевозке груза определяется по формуле:

$$G = m(n/m) \times L, \text{ т} \quad (65)$$

Где L – протяженность сооружаемого трубопровода, м;

Масса погонного метра трубы определяется из условия:

$$m(n/m) = 0,02466 \times \delta \times (D_n - \delta), \text{ т/м} \quad (66)$$

Задача формулируется следующим образом: Определить необходимое количество трубовозов и плетевозов для перевозки труб и их секций в течение периода строительства. Исходные данные к задаче приведены в ФОС.

Практическое занятие №6 **«Технологический расчет магистрального нефтепровода»**

Состав сооружений магистральных нефтепроводов

По своему назначению нефтепроводы подразделяются на три группы:

✓ внутренние – предназначенные для соединения различных объектов и установок на промыслах, нефтескладах и перекачивающих станциях;

✓ местные – соединяющие промыслы с головными сооружениями магистрального нефтепровода, нефтеперерабатывающие заводы с пунктами налива в железнодорожные цистерны или водный транспорт. Их протяженность может достигать нескольких десятков километров;

✓ магистральные – предназначенные для транспортирования больших грузопотоков нефти на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров). Характеризуются наличием нескольких перекачивающих станций и относительной непрерывностью работы. Рабочее давление в магистральных нефтепроводах обычно достигает 5...7,5 МПа.

Согласно нормам технологического проектирования ВНТП 2-86 к магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км, диаметром от 219 до 1220 мм включительно, предназначенные для перекачки товарной нефти из районов добычи или хранения до мест потребления (перевалочных нефтебаз, НПЗ, пунктов налива и др.)

В соответствии со строительными нормами и правилами СНиП 2.05.06-85 магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса:

1-й класс – Ду от 1000 до 1200 мм включительно;

2-й класс – Ду от 500 до 1000 мм;

3-й класс – Ду от 300 до 500 мм;

4-й класс – Ду менее 300 мм.

Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода

В состав магистрального нефтепровода входят следующие комплексы сооружений:

- ✓ подводящие трубопроводы, связывающие источники нефти (промысловый нефтесборный пункт) с головными сооружениями трубопроводов;
- ✓ головная перекачивающая станция (ГПС), на которой производится прием нефти, ее учет и перекачка на следующую станцию;
- ✓ промежуточные перекачивающие станции (ПС), предназначенные для создания необходимого рабочего давления и дальнейшей перекачки;
- ✓ конечный пункт (КП), на котором осуществляется сдача нефти из нефтепровода, ее учет и распределение потребителям;
- ✓ линейные сооружения.

К линейным сооружениям магистрального нефтепровода относятся:

- ✓ трубопровод, который в зависимости от условий прокладки (геологических и климатических) прокладывается в подземном (в траншее), наземном (в насыпи) либо в надземном (на опорах) вариантах. Для магистральных нефтепроводов обычно применяются стальные сварные трубы диаметром до 1220 мм. Толщина стенки рассчитывается исходя из максимального давления, развиваемого перекачивающей станцией;

- ✓ линейная запорная арматура, предназначенная для перекрытия участков нефтепровода при авариях и ремонте. В зависимости от рельефа местности интервал между линейными задвижками должен составлять 15...20 км.

- ✓ переходы через естественные и искусственные препятствия: *подводные переходы* (выполняются в две нитки при ширине водной преграды в межень 75 м и более); *переходы через автомобильные и железные дороги*, прокладываемые в защитных кожухах (футлярах); *надземные переходы* через овраги, ущелья и т. п.;

- ✓ устройства приема и пуска скребка, предназначенные для очистки трубопровода в процессе эксплуатации, а также для запуска и приема средств внутритрубной диагностики. Они размещаются на расстоянии до 300 км друг от друга и, как правило, совмещаются с перекачивающими станциями. Устройства приема и пуска скребка должны предусматриваться также на лупингах и резервных нитках протяженностью более 3 км, и на отводах протяженностью более 5 км. Технологические схемы устройств приема и пуска скребка должны обеспечивать различные варианты технологических операций в зависимости от расположения на нефтепроводе: пропуск, прием и пуск, только пуск или только прием, а также обеспечивать возможность осуществления перекачки без остановки ПС в процессе очистки или диагностики нефтепровода;

- ✓ станции противокоррозионной (катодной, дренажной) защиты трубопровода;

- ✓ линии связи и электропередачи. Линия связи имеет в основном диспетчерское назначение и является ответственным сооружением. Нарушение связи приводит, как правило, к остановке перекачки. Линия электропередачи (ЛЭП) предназначена для питания вспомогательных систем и станций катодной защиты (СКЗ);

- ✓ вдольтрассовые дороги, аварийно-восстановительные пункты (АВП), дома линейных ремонтников, вертолетные площадки.

Перекачивающие станции представляют собой сложный комплекс сооружений для подачи транспортируемой нефти в магистральный трубопровод. Они подразделяются на головную и промежуточные.

Головная перекачивающая станция магистрального нефтепровода обеспечивает прием нефти с установок подготовки и закачку ее в трубопровод. ГПС располагает резервуарным парком, вмещающим 2...3-х суточный запас производительности нефтепровода, подпорной насосной, узлом учета нефти, магистральной насосной, узлом регулирования давления, площадкой с предохранительными устройствами для сброса избыточного давления при гидравлических ударах, фильтрами-грязеуловителями, а также технологическими трубопроводами.

Промежуточные перекачивающие станции предназначаются для поддержания необходимого давления в магистральном нефтепроводе в процессе перекачки. В отличие от ГПС в их состав, как правило, не входят резервуарный парк, подпорная насосная и узел учета.

Расстановка перекачивающих станций по трассе выполняется на основании гидравличе-

ского расчета с учетом по возможности равномерного распределения давления на них. Среднее расстояние между станциями составляет 100...200 км.

Магистральные нефтепроводы большой протяженности разбиваются на **эксплуатационные участки** длиной 400...600 км (рис.). На границах эксплуатационных участков располагаются перекачивающие станции, состав которых аналогичен ГПС, но с резервуарным парком меньшей вместимости (0,3...0,5 суточной производительности $Q_{сут}$). Эта емкость должна быть увеличена до 1,0...1,5 $Q_{сут}$ в случае обеспечения прямо-сдаточных операций.

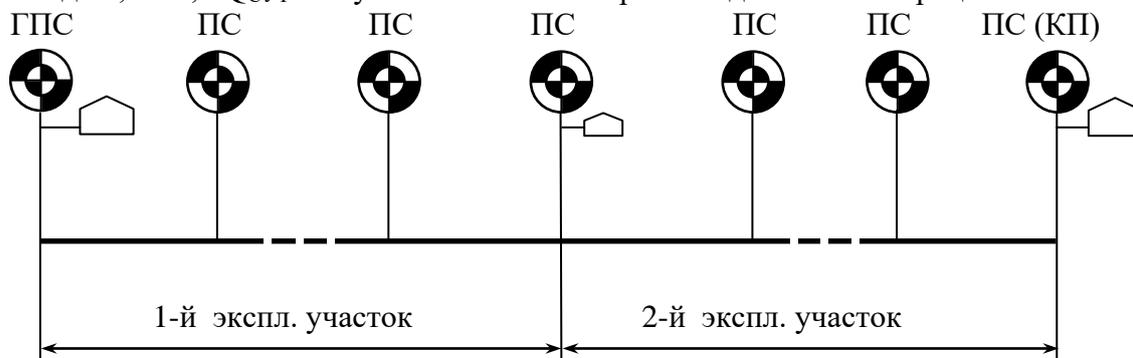


Рис. Схема эксплуатационных участков магистрального нефтепровода

Через цепь последовательно расположенных перекачивающих станций нефть поступает на **конечный пункт**. На КП производится прием нефти, её учет, перевалка на другие виды транспорта или сдача потребителю. Резервуарный парк КП должен иметь такую же вместимость, что и резервуарный парк ГПС.

1. Определение плотности при заданной температуре

$$\rho_t = \rho_{20} [1 + \xi(20 - t)], \text{ кг/м}^3 \quad (67)$$

где t – заданная (расчетная) температура, °C; ξ – коэффициент объемного расширения, $1/^\circ\text{C}$. Значения коэффициента ξ приведены в табл.1.

Таблица 1 Значения коэффициента ξ объемного расширения нефти

| Плотность ρ , кг/м ³ | ξ , 1/°C | Плотность ρ , кг/м ³ | ξ , 1/°C |
|---|--------------|---|--------------|
| 800 ÷ 819 | 0,000937 | 900 ÷ 919 | 0,000693 |
| 820 ÷ 839 | 0,000882 | 920 ÷ 939 | 0,000650 |
| 840 ÷ 859 | 0,000831 | 940 ÷ 959 | 0,000607 |
| 860 ÷ 879 | 0,000782 | 960 ÷ 979 | 0,000568 |
| 880 ÷ 899 | 0,000738 | 980 ÷ 999 | 0,000527 |
| | | 1000 ÷ 1020 | 0,000490 |

2. Определение вязкости при расчетной температуре

$$\nu_t = \nu_* \cdot e^{-u(t-t_*)}, \text{ сСт} \quad (68)$$

$$u = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \text{ 1/}^\circ\text{C} \quad (69)$$

где ν_* – вязкость при любой известной температуре, сСт (например, $t_* = 20$ °C); u – коэффициент крутизны вискограммы; ν_1 и ν_2 – вязкости при температурах t_1 и t_2 соответственно,

сСт.

3. Определение расчетной производительности

$$Q_{расч} = \frac{G}{\rho_t \cdot N_p \cdot 24}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (70)$$

где N_p – число рабочих дней трубопровода в году, сут.; G – производительность нефтепровода, т/год; ρ_t – плотность нефти при температуре перекачки, т/м³. Согласно РД 153-39.4-113-01 число рабочих дней трубопровода в году составляет 350 дней.

Для выполнения гидравлического расчета найденное значение $Q_{расч}$ необходимо привести к размерности м³/с, разделив его на 3600.

Таблица 2 Параметры магистральных нефтепроводов

| Производительность, млн. т/год | Диаметр наружный, мм | Рабочее давление | |
|--------------------------------|----------------------|------------------|---------------------|
| | | МПа | кгс/см ² |
| 0,7 ÷ 1,2 | 219 | 8,8 ÷ 9,8 | 90 ÷ 100 |
| 1,1 ÷ 1,8 | 273 | 7,4 ÷ 8,3 | 75 ÷ 85 |
| 1,6 ÷ 2,4 | 325 | 6,6 ÷ 7,4 | 67 ÷ 75 |
| 2,2 ÷ 3,4 | 377 | 5,4 ÷ 6,4 | 55 ÷ 65 |
| 3,2 ÷ 4,4 | 426 | 5,4 ÷ 6,4 | 55 ÷ 65 |
| 4 ÷ 9 | 530 | 5,3 ÷ 6,1 | 54 ÷ 62 |
| 7 ÷ 13 | 630 | 5,1 ÷ 5,5 | 52 ÷ 56 |
| 11 ÷ 19 | 720 | 5,6 ÷ 6,1 | 58 ÷ 62 |
| 15 ÷ 27 | 820 | 5,5 ÷ 5,9 | 56 ÷ 60 |
| 23 ÷ 55 | 1020 | 5,3 ÷ 5,9 | 54 ÷ 60 |
| 41 ÷ 90 | 1220 | 5,1 ÷ 5,5 | 52 ÷ 56 |

4. Подобрать насосно-силовое оборудование.

Для этого по производительности $Q_{расч}$ (м³/ч) нужно определить марку основного насоса таким образом, чтобы $Q_{расч}$ находилась в рабочей зоне $0,8 \div 1,2Q$ насоса (Q – номинальная подача насоса) (прил.6). При значении $Q_{расч}$ найти напор основного насоса $H_{осн}^1$ при максимальном диаметре рабочего колеса и напор $H_{осн}^2$ при минимальном диаметре рабочего колеса. Затем нужно определить марку подпорного насоса из условия, что номинальная подача основного насоса должна быть равна подаче подпорного насоса (в случае если невозможен такой вариант, то принимается насос на меньшую подачу и предусматривается параллельная схема их соединения). После этого определить напоры $H_{п}^1$ и $H_{п}^2$ подпорного насоса, соответственно, при максимальном и минимальном диаметрах рабочего колеса и рассчитать рабочее давление, приняв число основных насосов равным 3, по формуле:

$$P_{раб} = (H_{п}^1 + 3 \cdot H_{осн}^1) \cdot \rho_t \cdot g, \text{ Па} \quad (71)$$

где $g=9,81$ – ускорения свободного падения, м/с².

После этого нужно сравнить рабочее давление с давлением, рекомендованным в табл. 2.2 для вашей производительности. Если $P_{раб}$ получается больше, чем рекомендованный интервал, то необходимо использовать значения $H_{осн}^2$ и $H_{п}^2$ и снова повторить расчет $P_{раб}$. Расчет $P_{раб}$ считается выполненным, если полученное значение попадает в рекомендуемый интервал, либо в противном случае несколько меньше нижнего предела рекомендованного интервала.

5. Рассчитать толщину стенки нефтепровода при $P_{раб}$

$$\delta = \frac{n_1 \cdot P_{раб} \cdot D_n}{2 \cdot (n_1 \cdot P + R_1)}, \quad (72)$$

где n_1 – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению), в соответствии со СНиП 2.05.06-85* для нефтепроводов с промежуточными НПС равен 1,15; D_n – наружный диаметр, определяется в зависимости от производительности G , [млн. т./год] по данным табл. 2, м; R_1 – расчетное сопротивление растяжению металла труб, МПа.

$$R_1 = R_{н1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_n} \quad (73)$$

где $R_{н1}$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления (предела прочности $\sigma_{вр}$) по табл. 3 в зависимости от марки стали, МПа; m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, в соответствии со СНиП 2.05.06-85* для нефтепроводов равен 0,9; k_1, k_n – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода. Коэффициент надежности по материалу k_n для нефтепроводов диаметром до 1200 мм равен 1,0 и диаметром 1200 мм – 1,05 (СНиП 2.05.06-85*). Коэффициент надежности по назначению трубопровода k_1 принимается по табл. 4.

Таблица 3 Механические характеристики различных марок сталей

| Выксунский трубный завод | | | Волжский трубный завод | | |
|--------------------------|---------------------|------------------|------------------------|---------------------|------------------|
| Марка стали | $\sigma_{вр}$, МПа | σ_T , МПа | Марка стали | $\sigma_{вр}$, МПа | σ_T , МПа |
| 09Г2С | 490 | 340 | 09Г2С | 490 | 340 |
| 12Г2С | 510 | 350 | 12Г2С | 510 | 350 |
| 17ГС | 510 | 350 | 17ГС | 510 | 350 |
| 17Г1С | 510 | 350 | 17Г1С | 510 | 363 |
| 17Г1С-У | 510 | 350 | 10Г2ФБЮ | 588 | 441 |
| 13ГС | 510 | 350 | 17Г1С-У | 588 | 461 |
| 12ГСБ | 510 | 350 | 13ГС | 588 | 461 |
| 08ГБЮ | 510 | 350 | 13Г1С-У | 588 | 461 |
| 13Г2АФ | 530 | 360 | 10Г2ФБ | 588 | 461 |
| 13Г1С-У | 540 | 390 | X70 | 588 | 461 |
| 09ГБЮ | 550 | 380 | Ст20(ТУ-98) | 588 | 461 |
| 12Г2СБ | 550 | 380 | Ст20(ТУ-01) | 690 | 560 |
| 09Г2ФБ | 550 | 430 | 09ГСФ(ТУ-01) | 690 | 560 |
| 13Г1СБ-У | 570 | 470 | | | |

Таблица 4 Характеристика труб и значение коэффициента надежности по материалу k_1

| Характеристика труб | Значение коэффициента надежности по материалу k_1 |
|--|---|
| 1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных | 1,34 |

| | |
|---|------|
| соединений неразрушающими методами | |
| 2. Сварные из нормализованной, термически упроченной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или ковальной заготовки, прошедшие 100 %-ный контроль неразрушающими методами | 1,40 |
| 3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами | 1,47 |
| 4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы | 1,55 |
| Примечание. Допускается применять коэффициенты 1,34 вместо 1,40; 1,4 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двухслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1 . | |

Значение δ округляют до большего ближайшего значения по сортаменту и определяют внутренний диаметр нефтепровода, необходимый для гидравлического расчета.

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta \quad (74)$$

6. Определяют режим течения нефти в нефтепроводе:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu_t}, \quad (75)$$

где Q – секундный расход, м³/с; D – внутренний диаметр трубопровода, м; ν_t – кинематическая вязкость при расчетной температуре, м²/с.

7. Определяют критические значения Re : Re_I и Re_{II}

$$Re_I = \frac{10 \cdot D}{e}; \quad Re_{II} = \frac{500 \cdot D}{e}, \quad (76)$$

где e – абсолютная шероховатость трубопровода, принимается по РД 153-39.4-113-01 $e = (0,1 \div 0,2)$ мм.

8. Определяют коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода.

Если $2320 > Re$ – ламинарный режим течения ($m = 1, \beta = 4,15$)

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (77)$$

Если $2320 < Re < Re_I$, то режим течения – турбулентный (зона гидравлически гладких труб – Блазиуса; $m=0,25, \beta = 0,0246$), тогда

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}; \quad (78)$$

Если $Re_I < Re < Re_{II}$, то режим течения – турбулентный (зона смешанного трения – Альтшуля; $m = 0,123$, $\beta = 0,0802 \cdot 10^{0,127 \lg(e/D) - 0,627}$), тогда

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{e}{D} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}; \quad (79)$$

Если $Re > Re_{II}$, то режим течения – турбулентный (зона шероховатого трения – Шифринсона; $m = 0$, $\beta = 0,0826 \cdot \lambda$), тогда

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{e}{D} \right)^{0,25}; \quad (80)$$

где e – абсолютная шероховатость трубопровода (см. п. 7).

9. Определив λ – коэффициент гидравлического сопротивления, находят потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (81)$$

где L – длина трубопровода, м; D – внутренний диаметр нефтепровода, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; v – скорость течения нефти, м/с.

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}, \quad (82)$$

где Q – расчетная производительность, м³/с.

10. Определяют полные потери напора в трубопроводе, м:

$$H = 1,01 \cdot h_l + \Delta z + H_k, \quad (83)$$

где H_k – потери напора на последнем участке нефтепровода, м (в расчетах можно принимать равными 30 м); Δz – разность геодезических отметок, м.

11. Определяют гидравлический уклон:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}. \quad (84)$$

12. Определяют дифференциальный напор одной станции:

$$H_{ст} = k \cdot H_{осн} - h_{вн}, \quad (85)$$

где k – число основных насосов, обычно равно 3; $H_{осн}$ – напор основного насоса (определяется по Q – H характеристике насоса при расчетной производительности); $h_{вн}$ – внутростанци-

онные потери напора, принимаются равными 15 м (РД 153-39.4-113-01).

13. Затем определяют число станций:

$$n = \frac{1,01 \cdot i \cdot L + \Delta z + H_k - H_n}{k \cdot H_{осн} - h_{вн}} \quad (86)$$

где H_n – напор подпорного насоса, м.

11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

Назначение методических рекомендаций: рекомендации предназначены для эффективного выполнения студентами заданий самостоятельной работы во внеаудиторное время, способствующей формированию навыков самостоятельной деятельности, способности самостоятельно решать учебные, познавательные, исследовательские задачи, эффективно готовиться к аудиторным занятиям.

Самостоятельная работа студентов (СРС) наряду с аудиторной представляет одну из форм учебного процесса и является существенной его частью. Она предназначена для формирования навыков самостоятельной деятельности, способности самостоятельно решать учебные, познавательные, исследовательские задачи.

Самостоятельная работа студентов является неотъемлемой частью процесса обучения. Самостоятельная работа может быть представлена как средство организации самообразования и воспитания самостоятельности как личностного качества. Как явление самовоспитания и самообразования самостоятельная работа студентов обеспечивается комплексом профессиональных умений студентов, в частности умением осуществлять планирование деятельности, искать ответ на непонятное, неясное, рационально организовывать свое рабочее место и время. Самостоятельная работа приводит студента к получению нового знания, упорядочению и углублению имеющихся знаний, формированию у него профессиональных навыков и умений

Самостоятельная работе студентов призвана обеспечить эффективное усвоение опыта учебной, познавательной, исследовательской деятельности и её содержания, предоставить студенту возможности для самореализации, самоорганизации, самовоспитания, саморазвития.

Своеобразие СРС заключается в том, что основу ее составляют самостоятельные действия, которые обучаемый выполняет без помощи преподавателя. Учение в данных условиях становится активной самостоятельной исследовательской деятельностью: это чтение обязательной и дополнительной литературы, реферативное чтение; решение задач различного уровня сложности; выполнение лабораторных и практических работ; устная речь по проблемам и др. При выполнении самостоятельного задания трансформация целей во внутренний план личности вызывает мотив деятельности.

Основные виды самостоятельной работы представлены в Таблица 5.2.3.

Рекомендации по работе по работе с литературой, конспектами лекций, учебно-методическими изданиями

Работа с литературой, конспектами лекций, учебно-методическими изданиями является одним основным методом самостоятельного овладения знаниями. Изучение литературы, конспектов лекций, учебно-методических изданий - процесс сложный, требующий выработки определенных навыков.

Осмысление литературы требует системного подхода к освоению материала. В работе с литературой, конспектами лекций, учебно-методическими изданиями системный подход предусматривает не только тщательное (при необходимости – многократное) чтение текста, но

и обращение к дополнительным источникам – справочникам, энциклопедиям, словарям. Эти источники – важное подспорье в самостоятельной работе студента, поскольку глубокое изучение именно их материалов позволит студенту уверенно «распознавать», а затем самостоятельно оперировать теоретическими категориями и понятиями, следовательно – освоить новейшую научную терминологию. Такого рода работа с литературой обеспечивает решение студентом поставленной перед ним задачи (подготовка к контрольным мероприятиям, к лабораторным и практическим занятиям, выполнение контрольной работы и т.д.).

Выбор литературы для изучения делается обычно по предварительному списку литературы, который выдал преподаватель, либо путем самостоятельного отбора материалов. После этого непосредственно начинается изучение материала, изложенного в книге. При изучении материалов глав и параграфов необходимо обращать особое внимание на комментарии и примечания, которыми сопровождается текст. Они разъясняют отдельные места текста, дополняют изложенный материал, указывают ссылки на цитируемые источники, исторические сведения о лицах, фактах, объясняют малоизвестные или иностранные слова.

В ходе чтения очень полезно, хотя и не обязательно, делать краткие конспекты прочитанного, выписки, заметки, выделять неясные, сложные для восприятия вопросы. В целях прояснения последних нужно обращаться к преподавателю. По завершении изучения рекомендуемой литературы полезно проверить уровень своих знаний с помощью контрольных вопросов для самопроверки.

Большое значение имеет внешняя сторона записей. При составлении конспектов следует пользоваться различными приемами выделения отдельных частей текста, ключевых выражений, терминов, основных понятий (выделение абзацев, подчеркивание, написание жирным шрифтом, курсивом, использование цветных чернил и т.п.).

При изучении литературы особое внимание следует обращать на новые термины и понятия. Понимание сущности и значения терминов способствует формированию способности логического мышления, приучает мыслить абстракциями, что важно при усвоении дисциплины. Поэтому при изучении темы курса студенту следует активно использовать универсальные и специализированные энциклопедии, словари, иную справочную литературу.

Настоятельно рекомендуется избегать механического заучивания учебного материала. Практика убедительно показывает: самым эффективным способом является не "зубрежка", а глубокое, творческое, самостоятельное проникновение в существо изучаемых вопросов. Необходимо вести систематическую каждодневную работу над литературными источниками.

Рекомендации по подготовке к лабораторным, практическим занятиям, составлению докладов, выступлений и выполнению других видов учебной работы

Практические и лабораторные занятия играют значительную роль. Они призваны закреплять теоретические знания, полученные в ходе прослушивания лекционного материала, ознакомления с учебной и научной литературой. Лабораторные и практические занятия способствуют закреплению студентами наиболее качественных знаний, помогают приобрести навыки самостоятельной практической работы, а также позволяют осуществлять со стороны преподавателя текущий контроль над успеваемостью.

При подготовке к лабораторному или практическому занятию студенты должны внимательно ознакомиться с темой и планом лабораторного или практического занятия. Подготовку к лабораторным и практическим занятиям необходимо начать с детальной проработки теоретического материала, используя конспект лекции и рекомендованную литературу. Перед выполнением лабораторного или практического задания дополнительно изучите рекомендации по его выполнению и познакомьтесь с формой отчета о проделанной практической работе. При необходимости производить предварительную подготовку по изображению схем и таблиц. Если самостоятельное выполнение задания затруднительно, обратитесь к преподавателю для получения консультации.

На лабораторных и практических занятиях необходимо иметь: конспект лекций, рабочую тетрадь, набор канцелярских принадлежностей, миллиметровую бумагу.

Рекомендации по самоконтролю и подготовке к контрольному тестированию

Образовательный эффект зависит от уровня самопознания личности. Основой процесса самопознания является рефлексивная деятельность субъекта. Рефлексия, осуществляемая в ходе обучения не только помогает обучаемым зафиксировать достигнутый результат, но и часто переопределить цели дальнейшей учебной деятельности, самим скорректировать свой образовательный путь, создавая при этом реальные условия для осознания своей индивидуальности.

Целью самоконтроля является не только констатация достигнутого уровня в усвоении дисциплины, но и стимулирование к дальнейшему развитию. В этом случае учебная деятельность студента становится осмысленной, осознанной. Самоконтроль позволит студенту самостоятельно находить, исправлять и предупреждать ошибки и недостатки собственной учебной деятельности.

При подготовке к контрольному тестированию студенту необходимо выполнить все лабораторные, практические задания, изучить теоретический материал, согласно вопросов, выносимых на контрольные мероприятия с использованием литературы, конспектов лекций, учебно-методических изданий и пособий.

При подготовке и экзамену необходимо выполнить все лабораторные задания, изучить теоретический материал, согласно вопросов, выносимых на контрольные мероприятия с использованием литературы, конспектов лекций, учебно-методических изданий.

Основные требования к результатам

В процессе выполнения самостоятельной работы, студентам необходимо:

- усвоить самостоятельные вопросы по теоретическому материалу по каждой промежуточной аттестации;
- производить подготовку к сдаче теоретического материала по блокам;
- выполнить расчетные задания, согласно календарного графика;
- производить подготовку к практическим работам, в виде оформления отчетов и защиты теоретических вопросов.

Оценка результатов работы освоения дисциплины обучающимися осуществляется согласно рейтинговой системе, представленной в рабочей программе в п. 8 Оценка результатов освоения дисциплины.

Приложение 1

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Основы строительства и эксплуатации систем транспорта и хранения углеводородов**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

| Код и наименование компетенции | Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК) | Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю) | Критерии оценивания результатов обучения, баллов | | | |
|---|--|--|---|--|--|--|
| | | | 1-2(0-60) | 3(61-75) | 4(76-90) | 5(91-100) |
| ПКС-1 Способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства | Знать (ПКС-5.3.1.): основные технологические процессы нефтегазового производства | Не знает основные технологические процессы нефтегазового производства | Частично знает основные технологические процессы нефтегазового производства | Знает основные технологические процессы нефтегазового производства | Знает основные технологические процессы нефтегазового производства и может тезисно пояснить их содержание |
| | | Уметь (ПКС-1.У.1.): выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах нефтегазового производства | Не умеет выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах нефтегазового производства | Слабо выбирает и систематизирует информацию о технологических процессах нефтегазового производства | Умеет выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах нефтегазового производства | Умеет быстро и в оптимальных объемах выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах нефтегазового производства для решения профессиональных задач |

| Код и наименование компетенции | Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК) | Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю) | Критерии оценивания результатов обучения, баллов | | | |
|--|---|---|--|---|---|---|
| | | | 1-2(0-60) | 3(61-75) | 4(76-90) | 5(91-100) |
| ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | ПКС-5.1 Выбор видов промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности | Владеть (ПКС-1.В.1.): навыками поиска и систематизации информации | Не владеет навыками поиска и систематизации информации | Обладает слабыми навыками поиска и систематизации информации | Владеет навыками поиска и систематизации информации, но допускает незначительные ошибки | Владеет навыками поиска и систематизации информации |
| | | Знать (ПКС-5.3.1.): основные виды промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Не знает основные виды промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Слабо знает основные виды промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Знает основные виды промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Знает и умеет применять на практике основные виды промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли |

| Код и наименование компетенции | Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК) | Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю) | Критерии оценивания результатов обучения, баллов | | | |
|--------------------------------|--|--|---|--|--|--|
| | | | 1-2(0-60) | 3(61-75) | 4(76-90) | 5(91-100) |
| | | Уметь (ПКС-5.У.1.): производить выбор необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Не умеет производить выбор необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Испытывает сильные затруднения при выборе необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Умеет производить выбор необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Умеет без затруднений производить выбор необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли |
| | | Владеть (ПКС-5.В.1.): навыком выбора необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Не владеет навыком выбора необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Слабо владеет навыком выбора необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | Хорошо владеет навыком выбора необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли | В совершенстве владеет навыком выбора необходимых промышленных документов по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли |

Приложение 2

КАРТА

обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой

Дисциплина **Основы строительства и эксплуатации систем транспорта и хранения углеводородов**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность(профиль) **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

| № п/п | Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания | Количество экземпляров в БИК | Контингент обучающихся, использующих указанную литературу | Обеспеченность обучающихся литературой, % | Наличие электронного варианта в ЭБС |
|-------|--|------------------------------|---|---|-------------------------------------|
| 1 | Бауэр, В.И. Транспортно-технологический сервис процессов сооружения и ремонта линейной части магистральных трубопроводов : монография / В.И. Бауэр, А.А. Мухортов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 258 с.. | Электр. ресурс | 100 | 100 | + |

И.о. заведующего кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.

Библиотекарь 2 категории _____ А.Д. Кодряч

« ____ » _____ 20__ г.

**Дополнения и изменения
к рабочей программе дисциплины (модуля)**

на 20__ - 20__ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

Дополнения и изменения внес:

_____ (должность, ученое звание, степень) _____ (подпись) _____ (И.О. Фамилия)

Дополнения (изменения) в рабочую программу рассмотрены и одобрены на заседании кафедры

(наименование кафедры)

Протокол от «_____» _____ 20__ г. № _____.

И.о. Заведующего кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о. Заведующий выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программы _____ Р.Д. Татлыев

«_____» _____ 20__ г.