

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПОВОЛЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



УТВЕРЖДАЮ
Директор ИММ

УТВЕРЖДАЮ /Н.П. Сютлов/
(Ф.И.О. декана (директора института))

27.02.2023 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ (МОДУЛЯ)

Б.1.2.8 Эксплуатация и ремонт линейной части магистральных трубопроводов

(код и наименование дисциплины по учебному плану)

Направление подготовки (специальность) 23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Квалификация выпускника Бакалавр
(бакалавр/магистр/специалист)

Направленность Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение

Курс 3, 4
Семестр 6, 7, 8

Распределение учебного времени

Трудоемкость по учебному плану	324 / 9	часов/зачетных единиц
Лекции	8	часов
Лабораторные работы	6	часов
Практические занятия	4	часов
Иная контактная работа	-	часов
Всего контактной работы (без учета экз.)	18	часов
Контактная работа по экзамену	6	часов
Курсовой проект (работа)	8	семестр
Самостоятельная работа обучающихся (без учета экз.)	270	часов
Самостоятельная работа по подготовке к экзамену	30	часов
Экзамен	8	семестр
Зачет	7	семестр
БРК, ДЗ	-	семестр

(год)

Программа составлена в соответствии с требованиями ФГОС ВО направления подготовки (специальности) 23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Программу составили:

доцент с ученой степенью кандидата наук	ЭМиО	СОГЛАСОВАНО	Г.М. Гаджиев
(должность)	(кафедра)		(И.О. Фамилия)
к.т.н., доцент	ЭМиО	СОГЛАСОВАНО	И.Н. Багаутдинов
(должность)	(кафедра)		(И.О. Фамилия)

РАССМОТРЕНА и ОДОБРЕНА на заседании кафедры, за которой закреплена дисциплина
Кафедра эксплуатации машин и оборудования

(наименование кафедры)			
21.02.2023	протокол №	7	
(дата)			
Заведующий кафедрой	СОГЛАСОВАНО	Д.В. Костромин	
		(И.О. Фамилия)	

Рабочая программа СОГЛАСОВАНА с факультетом (институтом), выпускающей(ими)
кафедрой(ами).

СООТВЕТСТВУЕТ действующей ОП.

Заведующий кафедрой	СОГЛАСОВАНО	Д.В. Костромин
		(И.О. Фамилия)

Председатель методической комиссии факультета (института), в который входит
выпускающая кафедра

СОГЛАСОВАНО	А.А. Медяков
	(И.О. Фамилия)

Эксперт(ы): Еремеев Владимир Викторович, Главный инженер Марийского районного
нефтепроводного управления АО «Транснефть – Верхняя Волга».

Рабочая программа проверена и зарегистрирована в УМЦ 01.03.2023 г.

Специалист учебно-методического центра СОГЛАСОВАНО /Т.А. Смирнова/

Раздел 1. ЦЕЛЬ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

Целью освоения дисциплины является достижение планируемых результатов обучения, соответствующих установленным в ОПОП индикаторам достижения компетенций:

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции	Результаты обучения
1. ПК-1 Обеспечение эксплуатации трубопроводов газовой отрасли	ПК-1.1 Обеспечение выполнения работ по содержанию трубопроводов газовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации	знания: Обеспечивать эксплуатацию трубопроводов нефтегазовой отрасли и обеспечивать выполнения работ по их содержанию в соответствии с требованиями нормативной технической документации умения: Эксплуатировать трубопроводы нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации и обеспечивать выполнения работ по их содержанию в технически исправном состоянии навыки: Эксплуатировать основное и вспомогательное оборудование магистральных трубопроводов нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации и обеспечивать выполнения работ по их содержанию в технически исправном состоянии
	ПК-1.3 Обеспечение проведения мероприятий по повышению надежности и эффективности эксплуатации трубопроводов газовой отрасли	знания: Обеспечивать проведения мероприятий по повышению надежности и эффективности эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации умения: Проводить мероприятия по повышению надежности и эффективности эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации навыки: Обеспечивать надежность и эффективность эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации и проводить мероприятия по их содержанию в технически исправном состоянии

2. ПК-3 Обеспечение работ по эксплуатации объектов трубопроводного транспорта	ПК-3.6 Организация работ по контролю технического состояния объектов трубопроводного транспорта	знания: Обеспечивать работы по эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли и контролировать выполнения работ по их содержанию в соответствии с требованиями нормативной технической документации умения: Обеспечивать мероприятия по повышению надежности эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли и контролировать техническое состояние соответствия с требованиями нормативной технической документации навыки: Контролировать техническое состояние основного и вспомогательного оборудования магистральных трубопроводов нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации и обеспечивать выполнения работ по техрегламенту
--	---	--

Раздел 2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОПОП

Дисциплина относится к части, формируемой участниками образовательных отношений ОПОП.

Дисциплина является обязательной

Для продолжения формирования заявленных компетенций необходимы знания предшествующих дисциплин: Основы нефтегазового дела (ПК-1); практик: Производственная практика. Технологическая (производственно-технологическая) практика (ПК-3), Производственная практика. Эксплуатационная практика (ПК-3)

Изучаемая дисциплина является основой для продолжения формирования указанных компетенций в следующих государственной итоговой аттестации в форме: Выполнение, подготовка к процедуре защиты и защита выпускной квалификационной работы (ПК-1), Выполнение, подготовка к процедуре защиты и защита выпускной квалификационной работы (ПК-3)

Раздел 3. ОПИСАНИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Для формирования заявленных компетенций используются методологические технологии, реализующие деятельностный, личностно-ориентированный, практико-ориентированный подходы.

Основными стратегическими технологиями являются: лекционные занятия, практические и лабораторные занятия

На достижение конкретных целей обучения направлены применяемые тактические технологии: информационные, классическая лекция

Раздел 4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

6 семестр

Виды и темы занятий	Количество часов	Формируемые компетенции
Раздел 1. Эксплуатация и ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов	72	ПК-1, ПК-3

Лекция. Эксплуатация и ремонт установок комплексной подготовки к транспорту продукции скважин на промыслах нефти и газа.	2	
Лабораторная работа. Физико - химические свойства нефти и газа влияющие на эксплуатацию трубопроводов и требования предъявляемые к товарной продукции.	2	
Задания для самостоятельной работы, в том числе выполнение курсового проекта/работы 1.Нормативно-техническая документация по правилам эксплуатации и ремонта линейной части магистральных газонефтепроводов 2.Линейно-эксплуатационная служба магистральных газонефтепроводов. 3.Мероприятия по защите от коррозии магистральных газонефтепроводов и эксплуатация установок электрохимзащиты. 4.Порядок эксплуатации и ремонта переходов магистральных трубопроводов через препятствия и эксплуатация участков магистральных трубопроводов в особых условиях. 5.Порядок обследования и диагностики состояния линейной части трубопроводов. 6.Техническая эксплуатация и ремонт запорно-регулирующей арматуры. 7.Аварийные ситуации и их предупреждение. Охрана окружающей среды при эксплуатации и ремонте магистральных газонефтепроводов, хранилищ газа и нефти.	68	
выполнение курсового проекта/работы	0	
Иная контактная работа:	0	

7 семестр

Виды и темы занятий	Количество часов	Формируемые компетенции
Теоретические основы и практические аспекты эксплуатации и ремонта МГ и МН..	108	ПК-1, ПК-3
Лекция. Классификация и состав сооружений МН и МГ, характеристика магистрального нефтегазопровода и перекачиваемой среды, технологические схемы перекачки.	4	
Лабораторная работа. Выбор рабочего давления: рабочее давление в газопроводе, давление на входе в компрессорный цех. Расчет характеристик транспортируемого газа: плотность газа, молярная масса, газовая постоянная, псевдокритические температура и давление, относительная плотность газа. Выбор типа газоперекачивающих агрегатов и расчет режима работы компрессорной станции: тип центробежных нагнетателей, коэффициент сжимаемости, плотность газа и производительность нагнетателя при условиях всасывания, приведенная объемная производительность нагнетателя, приведенные относительные обороты нагнетателя, степень повышения давления, внутренняя мощность, потребляемая центробежным нагнетателем, мощность на муфте привода, располагаемая мощность газотурбинной установки,	2	

температура газа на выходе центробежного нагнетателя.		
Практическое занятие. Физические свойства и состав природного газа. Характеристики основных компонентов природного газа. Расчетные формулы параметров транспортируемого газа. Виды и классификация отказов линейной части трубопроводов. Средства технической диагностики состояния стенки трубопровода. Методы контроля коррозионного состояния газопроводов. Метод магнитной дефектоскопии, ультразвуковой, радиографический, бесконтактный методы контроля. Последовательность и виды работ при ликвидации аварий. Организация аварийно - восстановительной службы на МГ. Противокоррозионная защита. Расчет основных параметров катодной, протекторной и электродренажной защиты.	2	
Задания для самостоятельной работы, в том числе выполнение курсового проекта/работы 1. Эксплуатация и ремонт основного и вспомогательного оборудования объектов магистрального трубопровода (МН и МГ) и их функции. 2. Эксплуатация и ремонт перекачивающих станций ГНПС, ПНПС, КС (ГПА), магистральных трубопроводов и их отличительные особенности, запорно-регулирующей арматуры (ЗРА), в зависимости от особенностей технологических схем перекачки нефти, нефтепродуктов и газа. 3. Эксплуатация и ремонт насосно – силового оборудования НПС, КС (ГПА), с учетом технологических схем соединений и особенности напорно-расходных характеристик МН и МГ. выполнение курсового проекта/работы	100 0	
Иная контактная работа: зачет, консультации	3	

8 семестр

Виды и темы занятий	Количество часов	Формируемые компетенции
Раздел.3. Эксплуатация и ремонт насосно - силового оборудования головных и промежуточных НПС, КС (ГПА)	108	ПК-1, ПК-3
Лекция. Задачи технологического расчета магистрального нефтепровода: химико-физических свойств, температуры, плотности, коэффициента кинематической вязкости. Параметров трубопровода-диаметра, толщины стенки, тип насосно-силового оборудования ГНПС и ПНС, давления. Лупинги и вставок, числа эксплуатационных участков. Графики совмещенной характеристики насосов и трубопровода. Расстановка станций на профиле трассы. Сопоставление затрат технически-возможных решений.	2	
Лабораторная работа. Определение фракционного состава нефти нефтепродуктов, условной кинематической и динамической вязкости, ДНП по Рейду.	2	
Практическое занятие. Составление графика совмещенной характеристики насосов и трубопровода. Расстановка станций на профиле трассы. Сопоставление затрат технически-возможных решений.	2	

Задания для самостоятельной работы, в том числе выполнение курсового проекта/работы 1.Технологические схемы прокладки МН и МГ. 2.Оценка эксплуатационной надежности и прочности магистрального трубопровода. 3.Технология сооружения подземных трубопроводов в нормальных, сложных и сейсмических районах. 4.Очистка внутренней полости и испытание магистральных трубопроводов на прочность и герметичность. 5.Техническое обслуживание и ремонт резервуаров. 6.Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов перекачивающих станций и нефтебаз.Т 7.ехническое обслуживание и ремонт оборудования станций подземного хранения газа, АГНКС, БСГ, ГРС, ГРП	102	
выполнение курсового проекта/работы	0	
Иная контактная работа: консультации, зачет, защита курсового проекта/работы	3	
Подготовка к экзамену	30	
Проведение экзамена	6	

Раздел 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

Изучение дисциплины рекомендуется начать с ознакомления с рабочей программой, ее структурой и содержанием разделов. Учебный материал структурирован, изучение дисциплины осуществляется в тематической последовательности.

Занятия лекционного типа дают систематизированные знания по дисциплине, концентрируют внимание на наиболее сложных и важных вопросах. Во время лекционных занятий рекомендуется вести конспектирование учебного материала; обращать внимание на формулировки и категории, раскрывающие суть проблемы, явления или процесса; зафиксировать выводы и практические рекомендации.

Подготовка к **занятиям семинарского типа** включает ознакомление с планом **практического (лабораторного)** занятия; работу с конспектом лекций, выполнение домашнего задания, работу с учебной и учебно-методической литературой, научными изданиями и электронными образовательными ресурсами, рекомендованными рабочей программой дисциплины.

Содержание **самостоятельной работы** определяется рабочей программой дисциплины, оценочными и методическими материалами, заданиями и указаниями преподавателя. Самостоятельная работа может осуществляться в аудиторной и внеаудиторной формах. Эффективным средством осуществления самостоятельной работы является электронная информационно-образовательная среда университета, которая обеспечивает доступ к образовательной программе, рабочей программе дисциплины, к электронным библиотечным системам, профессиональным базам данных и информационным справочным системам.

Изучение дисциплины включает выполнение курсовой работы. Периодичность проведения, формы текущего контроля успеваемости, система оценивания хода освоения дисциплин представлены в рабочей программе. Формой промежуточной аттестации по курсовой работе является

Раздел 6. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ И УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

6.1. Учебно-методическое обеспечение

№№ п/п	Список используемой литературы	Количество экземпляров печатных изданий, имеющих в библиотеке, или электронный адрес издания (ресурса) в сети Интернет
УЧЕБНЫЕ, УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ И НАУЧНЫЕ ИЗДАНИЯ		
1.	Коршак, Алексей Анатольевич. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа [Текст] : учебное пособие : [по направлению "Нефтегазовое дело"] / А. А. Коршак. Ростов-на-Дону: Феникс, 2015. - 365 с. ISBN 978-5-222-24733-4. Экземпляры: всего 5.	5
2.	Коршак, Алексей Анатольевич. Нефтебазы и автозаправочные станции [Текст] : учебное пособие : [по направлению "Нефтегазовое дело"] / А. А. Коршак. Ростов-на-Дону: Феникс, 2015. - 494 с. ISBN 978-5-222-23525-6. Экземпляры: всего 5.	5
3.	Коршак, Алексей Анатольевич. Нефтеперекачивающие станции [Текст] : учебное пособие : [по направлению "Нефтегазовое дело"] / А. А. Коршак. Ростов-на-Дону: Феникс, 2015. - 269 с. ISBN 978-5-222-23526-3. Экземпляры: всего 5.	5
4.	Коршак, А. А. Технологический расчет магистрального нефтепродуктопровода [Электронный ресурс] / Коршак А. А., Николаев А. К., Зарипова Н. А. 4-е изд., стер. Санкт-Петербург: Лань, 2023. - 92 с. ISBN 978-5-8114-9484-2.	https://e.lanbook.com/book/352094
5.	Гаджиев, Гасан Магамедрасулович. Расчет линейной части магистрального нефтепровода [Текст] : учебно-методическое пособие по курсовому проектированию : [по направлению "Трубопроводный транспорт нефти и газа"] / Г. М. Гаджиев, Ю. А. Горинов, А. М. Кайдаков; М-во образования и науки Рос. Федерации, ФГБОУ ВО "Поволж. гос. технол. ун-т". Йошкар-Ола: ПГТУ, 2017. - 54 с. ISBN 978-5-8158-1876-7. Экземпляры: всего 23.	23 / https://portal.volgatech.net/books/Gadzhiev_raschet_lineinoi_chasti_2017.pdf
6.	Гаджиев, Гасан Магамедрасулович. Расчет линейной части магистрального газопровода [Текст] : учебно-методическое пособие по курсовому проектированию : для студентов направления бакалавриата 23.03.03 "Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов" (профиль "Трубопроводный транспорт нефти и газа"), изучающих дисциплину "Основы нефтегазового дела" / Г. М. Гаджиев, Ю. А. Горинов, А. М. Кайдаков; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, ФГБОУ ВО "Поволжский государственный технологический университет". Йошкар-Ола: ПГТУ, 2019. - 52 с. ISBN 978-	25 / https://portal.volgatech.net/books/Gadzhiev_Raschet_lineinoi_chasti_magistralnogo_gazoprovoda_2019.pdf
7.	Гаджиев, Гасан Магамедрасулович. Расчет резервуарного парка нефтебаз и нефтеперекачивающих станций в системе магистрального нефтепровода [Текст] : учебно-методическое пособие по курсовому проектированию для студентов направления подготовки 23.03.03 "Эксплуатация транспортно-технологических машин и	19 / https://portal.volgatech.net/books/Gadzhiev_Raschet_rezervuarnogo_parka_neftebaz_2019.pdf

комплексов" (профиль "Трубопроводный транспорт нефти и газа), изучающих дисциплину "Нефтепродуктообеспечение" / Г. М. Гаджиев, Ю. А. Горинов, А. М. Кайдаков; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, ФГБОУ ВО "Поволжский государственный технологический университет". Йошкар-Ола: ПГТУ, 2019. - 55 с. ISBN 978-5-8158-2079-1. Экземпляры: всего 19.

6.2. Материально-техническая база и программное обеспечение

№№ п/п	Аудитории для проведения учебных занятий, самостоятельной работы и проведения государственной итоговой аттестации	Перечень основного оборудования	Программное обеспечение
1.	3а (II)	Баллон кислородный (1), Вибратор ИР 121 (1), Газоанализатор ГИАМ-29 (1), Генератор ИР 121 (1), Доска классная 1000*1500 (1), Монитор LCD Samsung 22" SM 225MW (1), Нагрузочная вилка НВ-03 (1), Однофазное переносное профессиональное зарядное устройство TEST 48/2 PROF (1), Прибор проверки свечей (1), Прибор регулировки форсунок без трубки (1), Сварочный полуавтомат Торнадо-160 (1), Систем.блок P-Athlon64 X2 6000/1024*2Мб/320 Gb/клавиатура+мышь+коврик (1), Станок сверлильный Корвет-41 (1), СТЕНД ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ (1), СТЕНД КИ-4200 (1), СТЕНД ЭЛЕКТРО СТЭУ28 (1), Стенд для сборки разборки КПП (1), Стенд для сборки разборки сцепления (1), Стенд М106/Ки15706 (1), Стробоскоп мотортестер FOCUS F-10 (1), ЭЛ.ТОРМОЗНОЙ СТЕНД КИ-1363-Б (1), Электродвигатель АИР 10094 (1), Комплект учебной мебели (1)	Microsoft Windows Enterprise, Справочная правовая система "Консультант Плюс", Microsoft Office Standard, Агент Dr.Web, Комплект ГАРАНТ-Мастер, Microsoft Access, Microsoft Visio Professional, Microsoft Project Professional, Microsoft Visual Studio Enterprise, Комплект ПО для решения основных пользовательских задач

Раздел 7. ФОРМЫ КОНТРОЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ/ ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

Критерии оценивания индикаторов достижения компетенций направлены на:

- усвоение теоретического материала (объем знаний, глубина усвоения), предусмотренного рабочей программой;
- умение излагать материал (четкость, грамотность изложения материала, точность и полнота воспроизведения учебного материала);
- умение применять теоретические знания при решении практических заданий.

Шкала оценивания представлена ниже.

Уровень сформированности элементов компетенции	Критерии оценивания	Шкала оценивания
Пороговый уровень	Обучающийся имеет знания основного материала, проявляет умение логично его излагать, но может допускать неточности в изложении материала, недостаточно правильные формулировки, испытывает затруднения в выполнении практических заданий.	удовлетворительно
Продвинутый уровень	Обучающийся твердо знает программный материал, излагает его грамотно и по существу, не допускает существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения	хорошо
Высокий уровень	Обучающийся глубоко и прочно усвоил программный материал, грамотно и логически стройно его излагает, дает исчерпывающие ответы на поставленные вопросы. В ответе тесно увязывается теория с практикой, при этом обучающийся не затрудняется с ответом при видоизменении задания, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, показывает знакомство с монографической литературой, периодическими изданиями, правильно обосновывает принятые решения, свободно владеет разносторонними навыками, приемами выполнения практических работ	отлично

7.1. Промежуточная аттестация обучающихся

Промежуточная аттестация обучающихся направлена на оценивание результатов обучения по дисциплине (модулю) и проводится с использованием фондов оценочных средств.

Примеры типовых контрольных заданий из базы фонда оценочных средств по образовательной программе.

Примеры типовых контрольных заданий для защиты курсовой (КР) в 8-й семестре

Вариант № 1

1. К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью

А - свыше 50 км. Б - свыше 100 км. В - свыше 500 км.

2. Конечным пунктом МНП является

А - НПЗ. Б - перевалочная нефтебаза. В - НПС.

3. Трубопровод, присоединенный к МГП и предназначенный для отвода части газа к отдельным населенным пунктам и промпредприятиям называется

А - отвод. Б - ответвление. В - отпайка.

4. Транспортабельное здание из легких конструкций, вписывающееся в габариты погрузка
А - бокс. Б - контейнер В - суперблок.
5. В зависимости от условного диаметра магистральные трубопроводы подразделяются на
А - классы. Б - на категории. В - на группы.
6. К категории I относятся нефтебазы с общим объемом резервуарного парка
А - свыше 100 тыс. м³. Б - свыше 20 тыс. по 100 тыс. м³. В - до 20 тыс. м³.
7. Замер и учет нефтепродуктов на нефтебазе относится к операциям
А - основным. Б - вспомогательным. В - производственным.
8. Совокупность сливноналивных устройств расположенных вдоль ж/д полотна называют
А - станция слива-налива. Б - эстакада. В - стендер.
9. Устройства для приема и выпуска скребка размещаются на МНП на расстоянии
А - до 300 км. Б - до 200 км. В - от 200 до 300 км.
10. Дыхательные клапаны открываются когда давление в газовом пространстве резервуаров достигнет
А - 1 кПа. Б - 2 кПа. В - 1,5 кПа.

Вариант № 2

1. Домики обходчиков располагаются вдоль трассы МНП на расстоянии
А - 5-10 км. Б - 20-30 км. В - 10-20 км.
2. При пересечении железных и автодорог трубопровод укладывается в футляр, диаметр которого больше его диаметра на
А - 100 мм. Б - 200 мм. В - 500 мм.
3. Диаметр наружный трубы с условным диаметром 200 мм равен
А - 209 мм. Б - 220 мм. В - 219 мм.
4. Блок, размеры которого превышают габариты погрузки
А - сверхблок. Б - суперблок В - бокс.
5. К первому классу относятся магистральные нефтепроводы диаметром
А - от 1000 до 1200 мм. Б - 500-1000 мм. В - свыше 1200 мм.
6. В зависимости от рабочего давления магистральные газопроводы подразделяются
А - на категории. Б - на классы. В - на группы.
7. К категории II относятся нефтебазы с общим объемом резервуарного парка
А - свыше 10 тыс. по 20 тыс. м³. Б - свыше 20 тыс. до 100 тыс. м³. В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м³.

8. Сливо-наливные эстакады для приема и отпуска нефтепродуктов на нефтебазе размещаются в зоне

А - оперативной. Б - ж/д операций. В - водных операций.

9. Предел срабатывания предохранительных клапанов резервуаров выше предела срабатывания дыхательных клапанов на

А - 1-5%. Б - 10-15%. В - 5-10%.

10. Клапан ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое после ГРП на

А - 10%. Б - 5%. В - 20%.

Вариант № 3

1. Первая железнодорожная цистерна появилась в

А - России.

Б - Америке.

В - Европе.

2. Устройство, предназначенное для автоматического поддержания давления на заданном уровне, называется

А - регулятор давления.

Б - регулятор уровня.

В - автоматическое устройство.

3. Задвижке стальной с электроприводом соответствует индекс

А - 30с905нж.

Б - 15ч18п.

В - 30с76нж.

4. Предельные размеры грузов, перевозимых по железной дороге называются

А - габариты перевозки.

Б - предельные размеры перевозки.

В - габариты погрузки.

5. К классу II относятся магистральные нефтепроводы диаметром

А - менее 300 мм.

Б - от 500 до 1000 мм.

В - от 300 до 500 мм.

6. К категории III а относятся нефтебазы с общим объемом резервуарного парка

А - свыше 10 тыс. по 20 тыс. м³.

Б - свыше 20 тыс. до 100 тыс. м³.

В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м³.

7. Конструкция из шарнирно-сочлененных трубопроводов, концевая часть которой служит для соединения береговых коммуникаций и приемно-сливных патрубков нефтеналивных судов называется

А - пилон.

Б - пирс.

В - стендер.

8. При пересечении магистральным трубопроводом болота относятся к препятствиям

А - природным.

Б - естественным.

В - водным.

9. Диаметр наружный трубы с условным диаметром 400 мм равен

А - 430 мм.

Б - 420 мм.

В - 426 мм.

10. Верхний предел настройки клапана ПЗК выше регулируемого давления после ГРП на

А - 20%.

Б - 10%.

В - 15%.

Вариант № 4

1. АЗС с наземными резервуарами и разнесенными ТРК и контейнера хранения топлива называется

А - традиционной. Б - модульной. В - контейнерной.

2. Многотопливная АЗС на территории которой предусмотрена заправка

А - бензином различных марок. Б - несколькими видами топлив. В - бензином и дизтопливом.

3. Опора, к которой подвешен несущий трос вантового перехода, называется

А - пилон. Б - пандус. В - стендер.

4. Основное отличие блок-бокса от блок-контейнера состоит в

А - способе доступа персонала. Б - размерах. В - устанавливаемым оборудованием.

5. К классу III относятся магистральные нефтепроводы диаметром

А - менее 300 мм. Б - от 500 до 1000 мм. В - от 300 до 500 мм.

6. К классу II магистральных газопроводов относятся трубопроводы с рабочим давлением

А - от 2,5 до 10 МПа. Б - от 1,2 до 2,5 МПа. В - от 5,5 до 7,5 МПа.

7. Управление российскими нефтепроводами осуществляет

А - ОАО АК "Транснефть". Б - ОАО "ЛукОйл". В - Министерство энергетики РФ.

8. Диаметр наружный трубы с условным диаметром 800 мм равен

А - 810 мм. Б - 820 мм. В - 815 мм.

9. Основным источником теплоснабжения объектов КС с газотурбинным приводом является

А - котельная. Б - отработанные газы ГПА. В - аппарат воздушного охлаждения газа.

10. Для присоединения временных линий рукавов при тушении пожара служат

А - гидранты. Б - пожарные краны. В - каптажные камеры.

Вариант № 5

1. Подземным называется резервуар у которого наивысший уровень жидкости превышает низший уровень земли на

А - 0,5 м. Б - 0,2 м. В - 1 м.

2. Для хранения темных нефтепродуктов используются резервуары типа

А - РВС. Б - РГС. В - ЖБР.

3. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов резервуара называется

А - поясом. Б - уровнем. В - корпусом.

4. Совокупность оборудования и строительных конструкций, смонтированных на общем основании называется

А - бокс. Б - блок. В - контейнер.

5. К классу IV относятся магистральные трубопроводы диаметром

А - менее 300 мм. Б - от 500 до 1000 мм. В - от 300 до 500 мм.

6. Понижение давления газа, его очистка, организация и измерение расхода осуществляется в

А - ГРП. Б - ГРС. В - ШРП.

7. К категории III в относятся нефтебазы с общим объемом резервуарного парка

А - свыше 10 тыс. по 20 тыс. м³. Б - до 2 тыс. м³. В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м³.

8. Диаметр наружный трубы с условным диаметром 500 мм равен

А - 529 мм. Б - 520 мм. В - 532 мм.

9. Очистка стоков за счет подаваемого в воду воздуха осуществляется в

А - флотаторе. Б - аэротенке. В - озонаторе.

10. Блоки утилизации тепла отходящих газов на КС располагаются в

А - производственной зоне. Б - зоне служебно-производственного комплекса.

В - вспомогательной зоне.

Вариант № 6

1. Редуцирование газа на ГРП осуществляется с помощью

А - регулятора давления. Б - ПСК. В - ПЗК.

2. Для изготовления РВС применяют стальные листы размером

А - 2,0х6,0 м. Б - 1,5х6,0 м. В - 1,5х5,0 м.

3. Для удаления подтоварной воды из резервуара служит

А - сифонный кран. Б - хлопушка. В - водосливная камера.

4. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода через каждые

А - 50-200 км. Б - 20-100 км. В - 150-300 км.

5. Гидравлическая машина для перекачки жидкостей называется

А - компрессор. Б - помпа. В - насос.

6. Эксплуатационный участок МНП имеет протяженность

А - 400-600 км. Б - 300-500 км. В - 600-800 км.

7. Наполнение баллонов сжиженным газом осуществляется на

А - газонаполнительных пунктах. Б - кустовых базах. В - газонаполнительных станциях.

8. Изменение длины трубопровода при изменении температуры определяется по формуле

А - $\Delta L = \alpha L(t_n - t_k)$. Б - $\Delta L = \beta L(t_n - t_k)$. В - $\Delta L = L(t_n - t_k)$.

9. Хранилища в отложениях каменной соли сооружают методом

А - взрыва. Б - размыва. В - выработки.

10. Давление в газгольдере высокого давления составляет

А - до 4 кПа. Б - от 5,5 до 7,5 кПа. В - от 70 до 300 кПа.

Вариант № 7

1. На принципиальных схемах охладитель обозначается
А - Б - В -
2. Для одоризации газа применяется установка
А - барботажного типа. Б - струйного типа. В - капельного типа.
3. Резервуарный парк на ГНПС вмещает объем перекачки за
А - 2-3 сут. Б - 1,5 сут. В - 0,5-1 сут.
4. Вторая нитка МНП сооружается при ширине водной преграды
А - 100 м и более. Б - 150 м и более. В - 75 м и более.
5. КС размещают МГП с интервалом
А - 50-100 км. Б - 80-120 км. В - 100-200 км.
6. Узлы очистки газопровода входят в состав
А - линейных сооружений. Б - вспомогательных сооружений. В - технологических сооружений.
7. К самонесущим переходам трубопроводов через препятствия относится
А - арочный. Б - балочный. В - вантовый.
8. При пересечении трубопровода железных и автомобильных дорог длина кожуха превышает ширину полотна дороги на
А - 5-10 м. Б - 10-40 м. В - 10-20 м.
9. Заглубление трубопровода при подземной прокладке составляет
А - 0,6-1,1 м. Б - 0,5-1,0 м. В - 0,8-1,5 м.
10. Отпуск нефтепродуктов с нефтебазы осуществляется в
А - вспомогательной зоне. Б - оперативной зоне. В - зоне ж/д, водных и авт-ых операций.

Вариант № 8

1. На принципиальных схемах фильтр обозначается
А - Б - В -
2. Резервуарный парк на ПНПС вмещает объем перекачки за
А - 0,3-0,5 сут. Б - 1-2 сут. В - 1-5 сут.

3. Для сооружения трубопроводов применяются трубы длиной
А - 6,12,24 м. Б - 12,18,24 м. В - 12,24,36 м.
4. Схема налива нефтепродуктов в ж/д цистерны при которой шланг опускается до нижней образующей цистерны называется
А - налив открытой струей. Б - налив закрытой струей. В - герметичный налив.
5. Диаметр стендеров достигает
А - 500 мм. Б - 600 мм. В - 1000 мм.
6. Для строительства магистральных трубопроводов применяются трубы
А - бесшовные. Б - с продольным швом. В - со спиральным швом.
7. В качестве линейной запорной арматуры на МГП служат
А - шаровые задвижки. Б - шаровые вентили. В - шаровые краны.
8. Основным назначением ПНПС является
А - временное хранение нефти. Б - поддержание напора. В - прием, подготовка, закачка нефти.
9. Основным достоинством трубопроводного транспорта является
А - бесперебойность работы. Б - дешевизна транспортировки. В - быстрота доставки.
10. Для заправки газобаллонных автомобилей сжатым природным газом предназначены
А - АЗС. Б - АГНКС. В - АГНС.

Вариант № 9

1. На принципиальных схемах подогреватель обозначается
А - Б - В -
2. К категории III б относятся нефтебазы с общим объемом резервуарного парка
А - свыше 10 тыс. до 20 тыс. м³. Б - свыше 20 тыс. до 100 тыс. м³. В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м³.
3. Осушка транспортируемого газа производится с помощью
А - конденсатосборников. Б - АВО. В - адсорберов.
4. Выбор трассы трубопровода производится в пределах области поиска, определяемой
А - эллипсом. Б - линией трубопровода. В - осью трубопровода.
5. Защита резервуаров от размыва и смятия осуществляется арматурой
А - предохранительной. Б - дыхательной. В - вентиляционной.
6. Отличие автозаправочных станций от автозаправочных комплексов заключается в
А - наличии услуг по обслуживанию. Б - заправке несколькими видами топлив.

В - заправке различными марками бензинов.

7. Для компенсации суточной неравномерности газопотребления используют

А - газгольдеры. Б - подземные хранилища газа. В - последний участок газопровода.

8. К классу I магистральных газопроводов относятся трубопроводы с рабочим давлением

А - от 2,5 до 10 МПа. Б - от 1,2 до 2,5 МПа. В - от 5,5 до 7,5 МПа.

9. Цифровое обозначение вида (группы) арматуры для регуляторов давления

А - 30. Б - 10. В - 21.

10. Ж/б резервуар в котором нефть при небольшой скорости движения тока всплывает на поверхность воды называется А - нефтеловушка. Б - пруд-испаритель. В - пруд дополнительного отстаивания.

ПРИМЕР КОНТРОЛЬНОГО ЗАДАНИЯ В 7-ом СЕМЕСТРЕ (Пример технологического расчета магистрального газопровода).

Выполнить технологический расчет магистрального газопровода.

Исходные данные:

1. Объем транспортируемого газа
2. Протяженность газопровода
3. Температура окружающей среды $t_o=4^{\circ}\text{C}$
4. Температура воздуха, $t_b=5^{\circ}\text{C}$
5. Состав транспортируемого газа:

Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	CO ₂	N ₂	H ₂ S
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂			
% объемные							
92,6	3,5	1,6	0,5	0,4	1	0,4	-
- молярная масса, кг/кмоль							
16,04	30,07	44,09	58,12	72,15	1,8423	-	-
- плотность при 20 ⁰ С и 0,1013 МПа							
0,669	1,264	1,872	2,519	3,228	1,65	-	-

Решение:

Расчет характеристик транспортируемого газа.

1. Плотность газа:

2. Молярная масса:

/span>

3. Газовая постоянная:

/span>

4. Псевдокритическая температура:

/span>

5. Псевдокритическое давление:

/span>

6. Относительная плотность газа:

/span>

7. Суточная производительность газопровода:

/span>

Определение расстояния между компрессорными станциями.

8. Средняя температура газа:

/span>

9. Давление в начале участка газопровода:

/span>

10. Давление в конце участка газопровода:

/span>

11. Диаметр газопровода принимаем по Приложению Д равным 1420мм

12. Расчетное сопротивление металла трубы:

/span>

13. Толщина стенки трубопровода:

nbsp; по Приложению Е принимаем /span>

14. Внутренний диаметр трубопровода: nbsp;

nbsp;

15. Коэффициент сопротивления трению:

/span>

16. Коэффициент гидравлического сопротивления:

/span>

17. Среднее давление на участке газопровода:

/span>

18. Приведенное давление:

/span>

19. Приведенная температура:

/span>

20. /span>

21. Коэффициент сжимаемости газа:

/span>

22. Расстояние между компрессорными станциями:

/span>

23. Число компрессорных станций:

/span> округляем в большую сторону /span>

24. Расстояние между КС:

/span>

Уточненный тепловой и гидравлический расчет.

25. Давление в конце участка газопровода в первом приближении:

/span>

26. Среднее давление на участке газопровода:

/span>

27. Приведенное давление:

/span>

28. Приведенная температура:

/span>

29. Удельная теплоемкость:

/span>

30. Коэффициент Джоуля-Томсона:

/span>

31. Коэффициент

/span>

32. Средняя температура:

/span>

33. Коэффициент сжимаемости:

/span>

34. Коэффициент динамической вязкости:

/span>

35. Число Рейнольдса:

/span>

36. Коэффициент сопротивления трению:

/span>

37. Коэффициент гидравлического сопротивления:

/span>

38. Конечное давление во втором приближении:

/span>

39. Сравниваем полученные значения конечного давления по двум приближениям:

/span>

Полученный результат отличается от предыдущего приближения менее 1%, выполнять третье приближение не имеет смысла. Результат удовлетворяет требованиям точности расчетов, переходим к следующему пункту.

40. Уточняем среднее давление

/span>

41. Уточняем конечную температуру газа:

/span>Тепловой и гидравлический расчет закончен.

Расчет режима работы КС.

Выбираем газоперекачивающий агрегат ГТН-25И с центробежным нагнетателем типа «Нуово-Пиньони» (PCL-1002/40) следующими техническими характеристиками:

nbsp;

42. Давление газа на всасывании:

/span>

43. Приведенное давление газа при условиях всасывания:

/span>

44. Приведенная температура газа при условиях всасывания:

/span>

45. Коэффициент:

/span>

46. Коэффициент сжимаемости газа, приведенный к условиям всасывания:

/span>

47. Плотность газа при условиях всасывания:

/span>

48. Число параллельно работающих ЦН:

nbsp; округляем в меньшую сторону /span>

49. Производительность нагнетателя при условиях всасывания:

/span>

50. Приведенные относительные обороты ЦН:

/span>

/span>

/span>

51. Приведенная объемная производительность:

/span>

/span>

/span>

52. Результаты расчетов сводим в таблицу:

n, об/мин	3680	4140	4600
$Q_{\text{пр}}, \text{м}^3/\text{мин}$	674,3	599,3	539,4
$[n/n_H]_{\text{пр}}$	0,814	0,9157	1,0175

52. Требуемая степень повышения давления:

/span>

53. По приведенным характеристикам имеем:

- приведенная относительная внутренняя мощность **nbsp;**;
- политропический к.п.д. **nbsp;**;
- приведенная объемная производительность **/span>**

54. Число оборотов:

/span>

55. Внутренняя мощность, потребляемая ЦН:

/span>

56. Мощность на муфте привода:

/span>

57. Располагаемая мощность ГТУ:

/span>

58. Температура газа на выходе ЦН:

/span>

Список использованных источников

1. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М.; Госстрой России; ГУП ЦПП, 1997. - 52с
2. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. и др. Трубопроводный транспорт. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – т.2. 407с.

3. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 516 с.
4. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. -Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
5. Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. Спутник газовика. -М.; Недра. 1978.-311с.
6. Новоселов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. -М.; Недра. 1982.-136с.
7. Альбом характеристик центробежных нагнетателей природного газа.-М., ВНИИГАЗ,

ПРИМЕР КОНТРОЛЬНОГО ЗАДАНИЯ В 7-ом
СЕМЕСТРЕ (Практическое Задание)

Определить расчётное давление разрушения трубы с отдельным дефектом, предварительный срок эксплуатации трубы с одним дефектом, и срок измерения параметров дефекта.

Исходные данные

Исходные

Номер варианта

данные D_n , мм δ , мм τ_σ , годы t_{max} , мм $L_{изм}$, мм t_n , мм $\tau_{экс}$, лет

$P_{раб}$, МПа (кгс/см²) Марка стали

Категория

	1	2	3	4	5	820	1 020	1 220	1 420	820
	8,5	12	14	23	10	9	12	12	16	12
	2	2,5	3	5	1	6	13	15	6	5
0,2	0,4	0,2	0,1	0,5	7	8	10	12	6	
5,5	6,0	7,0	9,5	5,8						
17Г1	14Г2	09ГС	12Г2	Ст3к С	САФ	Ф	СБ	п		
III	IV	III	II	IV						

6 7
1 020 1 220 12,5 16
10 12 1,2 4
9 16 0,3 0,3 5 11

6,0 7,3

10Г2 06ГФ С1 БAA
III II

8
1 420 27 18 6 12 0,5 15

9,8

X80*

I

9
1 020 14 16 3,7 6 0,1 12

6,4

16Г2 САФ

III

0

1 420 29 24 7 12 0,5 21

10,5

К 60*

В

* указан класс прочности

Указания к решению задачи 1

Методика расчёта принята согласно рекомендациям ВРД 39-1.10-032-2001, который регламентирует оценку и классификацию стресс-коррозионных дефектов труб магистральных газопроводов всех диаметров. [1].

Оценку опасности стресс-коррозионных дефектов выполняют по измеренным максимальной глубине и длине продольной проекции дефектов.

Связь расчётного давления разрушения с геометрическими параметрами

отдельного дефекта имеет вид:

$$\sigma \cdot \delta \left(\frac{a}{n_{\max}} \right)^{1/n} \leq R \left(1 - \frac{K_{nt\max} M_{n1}}{\delta} \right)$$

□

□

(1.1)

где P_n — расчётное давление разрушения трубы с отдельным дефектом,

МПа (кгс/см²);

σ — напряжение течения, принимаемое по таблице 1,

/span>8

/span>Таблица 1 – Напряжение течения σ , МПа

Время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока τ_{σ} , годы менее 15
от 15 до 20

более 20

Напряжение течения σ , МПа (кгс/см²)

$0,95((\sigma_{0,2} + \sigma_{\text{вр}})/2)$

$(0,95-0,04 (\tau_{\sigma} - 15)) (\sigma_{0,2} + \sigma_{\text{вр}})/2)$

$(0,75-0,003 (\tau_{\sigma} - 20)) (\sigma_{0,2} + \sigma_{\text{вр}})/2)$

$\sigma_{0,2}$ — нормативный предел текучести трубной стали, МПа (кгс/см²);

$\sigma_{\text{вр}}$ — нормативный предел прочности трубной стали, МПа (кгс/см²);

τ_{σ} — время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока, годы; $\tau_{\sigma} = \tau_{\text{экс}} + \tau_p$;

$\tau_{\text{экс}}$ — время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы;

τ_p — рассчитываемый срок (срок измерения параметров дефекта для его классификации, предварительный срок безопасной эксплуатации дефектной трубы, срок контрольного измерения параметров дефекта или срок безопасной эксплуатации дефектной трубы), годы;

δ – толщина стенки трубы, мм;

R – внутренний радиус трубы, мм; $R = D_n/2 - \delta$; D_n – наружный диаметр трубы, мм;

K_n – коэффициент, учитывающий конфигурацию стресс-коррозионных дефектов, принимаемый равным 0,7;

t_{max} – максимальная глубина стресс-коррозионного дефекта, мм; M_n – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины L_n

$M_n = \sqrt{1 + 1,32 \left(\frac{R \cdot \delta}{L_n} \right)^2}$, (1.2) где L_n – оценка полной длины продольной проекции стресс-коррозионного дефекта

$L_n = L_{изм} + K_{доп} t_n$, (1.3) $L_{изм}$ – измеренная длина дефекта, мм;

t_n – порог чувствительности прибора (снаряда-дефектоскопа), мм; $K_{доп}$ – коэффициент, определённый по статистическим данным о кон-

фигурации стресс-коррозионных дефектов, принимаемый в зависимости от отношения порога чувствительности к максимальной глубине дефекта по таблице 2.

9

Таблица 2 – Значение коэффициента $K_{доп}$

Отношение порога чувствительности прибора к максимальной глубине дефекта (t_n/t_{max}) от 0 до 0,4 от 0,4 до 0,5 свыше 0,5

Значение коэффициента $K_{доп}$

$0,15 \cdot D_n$

$0,15 \cdot D_n + D_n \cdot (t_n / t_{max} - 0,4) 0,25 \cdot D_n$

Предварительный срок безопасной эксплуатации трубы с отдельным де-фектом $\tau_{\text{э}}$, лет, определяют по формулам:

при $t_{\text{max}} / \tau_{\text{экс}} > V_{t \text{ min}}$:

при $t_{\text{max}} / \tau_{\text{экс}} \leq V_{t \text{ min}}$:

$\tau_{\text{э}} = \tau_{\text{экс}} \left(\frac{t_{\text{max}}}{\tau_{\text{экс}}} - K_n \right)$

$\tau_{\text{э}} = t_{\text{раб}} - K_n t_{\text{max}}$

$$\tau_{\text{э}} = \tau_{\text{экс}} \left(\frac{t_{\text{max}}}{\tau_{\text{экс}}} - K_n \right), \quad (1.4)_{\text{max}}$$

$$\tau_{\text{э}} = t_{\text{раб}} - K_n t_{\text{max}}, \quad (1.5)_{\text{min}}$$

где $\tau_{\text{экс}}$ —

$V_{t \text{ min}}$ —

время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы;

скорость изменения глубины дефектов, принимаемая в расчёте как минимальная скорость по таблице 3.

Таблица 3 – Скорость изменения глубины дефектов, $V_{t\ min}$, мм/год

Диаметр трубы, мм

1 420

1 220 и менее

Срок эксплуатации газопровода $\tau_{экс}$, годы менее 10 10-25 более 25 менее 10 10 – 25 более 25

Значение $V_{t\ min}$, мм/год

0,6

$0,6 - 0,02 \cdot (\tau_{экс} - 10)$ 0,3 0,5

$0,5 - 0,02 \cdot (\tau_{экс} - 10)$ 0,2

$t_{раб}$ — допустимая при рабочем давлении глубина прямоугольной ап-

проксимации дефекта

$\sigma \delta$

$\sigma \delta$

$=$

t

$K_{\text{нор}} P_{\text{раб}} R$

$\sigma \delta \leq K_{\text{нор}} P_{\text{раб}} R$

$P_{\text{раб}}$ – рабочее давление в газопроводе, МПа (кгс/см²);

(1.6)

$K_{\text{нор}}$ – пороговый коэффициент, зависящий от категории участка газопровода и принимаемый равным для участков: категории В – 1,5; категории I и II – 1,25; категории III и IV – 1,1.

$\sigma \delta \leq 10$

Трубы с дефектами, имеющими глубину более 80% от толщины стенки трубы, подлежат замене не зависимо от длины дефектов.

,

Срок измерения параметров дефекта для его классификации определяют

по формуле:

/span>

τ

=

$t_{\text{раб}} - K_n t_{\text{max}}$

t_{max}

(1.7)

где $V_{t \text{ max}}$ – максимальная скорость изменения глубины дефектов (мм/год),

$V_{t \text{ max}} = D_n / 1000$.

(1.8) Пример 1

Исходные данные:

- наружный диаметр трубы, $D_n = 1420$ мм; – толщина стенки трубы, $\delta = 29$ мм;
- время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока,
- $\tau_{\sigma} = 24$ года;
- максимальная глубина стресс-коррозионного дефекта, $t_{\text{max}} = 7$ мм;
- измеренная длина дефекта, $L_{\text{изм}} = 12$ мм;
- порог чувствительности прибора, $t_n = 0,5$;
- время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, $\tau_{\text{экс}} = 21$ год;
- рабочее давление в газопроводе, $P_{\text{раб}} = 10,5$ МПа; – Марка стали К60;

Категория В.

1. По таблице 1 определяем напряжение течения σ :

$\sigma = (0,75 - 0,003 (24 - 20)) (415 + 520) / 2 = 4,21$ МПа; По таблице 2 определяем значение коэффициента $K_{\text{дон}}$:

$K_{\text{дон}} = 0,25 \cdot 1420 = 355$;

Подставляем найденное значение в формулу (1.3) находим оценку полной длины продольной проекции стресс-коррозионного дефекта:

$$L_n = 12 + 0,5 \cdot 355 = 189,5 \text{ мм};$$

По формуле (1.2) находим значение коэффициента Фолиаса:

$$M_n = 1 + 1,32 \left(\frac{189,5}{2} \right)^2 = 1,3;$$

Подставляя найденные значения в формулу (1.1), найдём расчётное давление разрушения с геометрическими параметрами отдельного дефекта:

P

$$4,21 \cdot 29 \left(\frac{29 - 0,7 \cdot 7}{681} \right)^{1,3} = 29 - 0,7 \cdot 7 \cdot 1,3 = 21,1$$

По таблице 3 определяем скорость изменения глубины дефектов: $V_{t \min} = 0,6 - 0,02 \cdot (21 - 10) = 0,38 \text{ мм/год};$

Т. к. $t_{\max} / \tau_{\text{экс}} \leq V_{t \min}$, то предварительный срок безопасной эксплуатации трубы с отдельным дефектом находим по формуле (1.5):

$$\tau_{\text{э}} = 1,3 - 0,7 \cdot 7 = 9,5 \text{ лет};$$

Срок измерения параметров дефекта для его классификации определяем по формуле (1.7):

$$\tau_n = 1,3 - 0,7 \cdot 7 = 2,5 \text{ года}.$$

Перечень вопросов для проведения промежуточной аттестации

Перечень вопросов для проведения зачета в 7-м семестре

1. Система управления промышленной безопасностью в России
2. Задачи технической диагностики
3. Виды дефектов
4. Основные причины дефектов
5. Надежность и ее свойства
6. Показатели надежности
7. Экономическая характеристика надежности
8. Отказ и критерии отказов
9. Паспорт эксплуатации оборудования
10. Физический и моральный износ оборудования
11. Виды ремонтов технологического оборудования
12. Виды технического состояния
13. Система технического диагностирования и ее элементы
14. Виды технической диагностики
15. Виды неразрушающего контроля.
16. Сущность вибродиагностики
17. Графическое изображение вибрационного сигнала
18. Параметры вибрации
19. Средства контроля и обработки вибросигналов
20. Виброактивность роторов
21. Допустимые уровни вибрации для машин разных классов
22. Виброактивность подшипников и их диагностика
23. Методы виброакустической диагностики подшипников качения
24. Виды дефектов подшипников
25. Виброактивность зубчатых передач.
26. Виброактивность трубопроводов.

Вопросы для экзамена:

27. Вибродиагностика машинного оборудования.
28. Вибромониторинг машинного оборудования.
29. Дефекты насосного агрегата в зависимости от частоты вибрации
30. Прогноз остаточного ресурса технологического оборудования
31. Оптический метод диагностики
32. Тепловой метод диагностики

- 33. Радиографический метод диагностики
- 34. Ультразвуковой метод диагностики
- 35. Капиллярный метод диагностики
- 36. Акустико-имиссионный метод диагностики
- 37. Электрический метод диагностики
- 38. Магнитный метод диагностики.
- 39. Радиационный метод диагностики
- 40. Вихрековый метод диагностики.
- 41. Метод диагностики: течеискание.
- 42. Диагностирование буровых установок
- 43. Диагностирование линейной части стальных газонефтепроводов и арматуры
- 44. Диагностирование сосудов и аппаратов, работающих под давлением.
- 19. Диагностирование установок для ремонта скважин.
- 45. Диагностирование вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти.
- 46. Диагностирование насосного оборудования.
- 47. Диагностирование компрессорного оборудования.

Экзаменационные вопросы на 8-й семестр по дисциплине:

- 1. Аккумулирующая способность участка газопровода.
- 2. Трубы для магистральных газопроводов.
- 3. Подземные хранилища газа.
- 4. Конструктивные решения магистральных газопроводов.
- 5. Сооружение переходов магистральных газопроводов через железные и автомобильные дороги.
- 6. Сооружение переходов магистральных газопроводов через водные преграды.
- 7. Очистка внутренней полости и испытание магистральных газопроводов на прочность и плотность.
- 8. Назначение и устройство технологических трубопроводов.
- 9. Защитные покрытия для газопроводов.
- 10. Метод магнитной дефектоскопии контроля коррозионного состояния газопровода.
- 11. Ультразвуковой метод контроля коррозионного состояния газопровода.

12. Радиографический метод контроля коррозионного состояния газопровода.
13. Бесконтактный метод контроля коррозионного состояния газопровода.
14. Катодная противокоррозионная защита газопровода.
15. Протекторная противокоррозионная защита газопровода.
16. Электродренажная противокоррозионная защита газопровода.
17. назначение и средства систем охлаждения газа и масла на КС.
18. Средства технической диагностики состояния стенки газопровода.
19. Увеличение пропускной способности газопроводов.
20. В чем цель технологического расчета нефтепровода?
21. Как зависит U (коэффициент крутизны визкограммы) от t -ры?
22. Физический смысл гидравлического уклона, как i зависит от Z ?
23. Что называют характеристикой нефтепровода?
24. Когда режим течения нефти в нефтепроводе определяется по закону Блазиуса?
25. Чем ограничивается зона возможного расположения НПС на профиле трассы при округлении их в большую сторону (справа и слева по трассе) (\cdot , $> n$).
26. Зачем строят лупинг при округлении НПС в меньшую сторону ($n_2 > n$).
27. Что такое перевальная точка? На что она влияет?
28. Какие параметры определяют режим работы нефтепровода?
29. Написать условия работы НПС.
30. Что такое уравнение баланса напоров нефтепровода?
31. Что такое лимитирующий перегон при всех работающих НПС?
32. Как изменится Q нефтепровода при отключении НПС?
33. Как влияет вязкость на потери напора в трубопроводе?
34. Что такое критический сброс?
35. Что такое критическая подкачка?
36. Покажите подпор к следующей НПС на графике Q - H совместной работы НПС и нефтепровода $n=2$.
37. Где лучше ставить лупинг: в конце или в начале перегона нефтепровода и почему?
38. В какой части нефтепровода, левой или правой, необходимо произвести регулирование, если сброс больше критического и почему?
39. В какой части нефтепровода левой или правой необходимо произвести регулирование, если подкачка больше критической и почему?
40. Написать формулу Q_{\max} при отключении НПС, лимитирующую производительность нефтепровода при переходе с зимнего режима эксплуатации на летний?

Поволжский государственный технологический университет

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЙ БИЛЕТ № 0

по дисциплине «Эксплуатация и ремонт линейной части магистральных трубопроводов»

Направление 23.03.03 «Трубопроводный транспорт нефти и газа»

Направленность «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов»

1. Порядок эксплуатации и ремонта сооружений переходов магистральных газопроводов через железные и автомобильные дороги.
2. Какие эксплуатационные параметры определяют режим работы нефтепровода. Физический смысл гидравлического уклона, как i зависит от Z ?
3. Что называют характеристикой нефтепровода? Нарисовать две характеристики нефтепровода для равных условий, но $D_1 > D_2$

Зав. кафедрой _____ / Костромин Д.В./

«_____» _____ 202