

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ПОВОЛЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



УТВЕРЖДАЮ  
Директор ИММ

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

11.03.2024 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

**Распределение учебного времени**

Трудоемкость по учебному плану	324 / 9	часов/зачетных единиц
Лекции	64	часов
Лабораторные работы	48	часов
Практические занятия	32	часов
Иная контактная работа	-	часов
Всего контактной работы (без учета экз.)	144	часов
Контактная работа по экзамену	6	часов
Курсовой проект (работа)	7	семестр
Самостоятельная работа обучающихся (без учета экз.)	144	часов
Самостоятельная работа по подготовке к экзамену	30	часов
Экзамен	7	семестр
Зачет	6	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	ЭМиО	СОГЛАСОВАНО	Г.М. Гаджиев
(должность)	(кафедра)		(И.О. Фамилия)

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

(наименование кафедры)		
23.01.2024	протокол №	5
(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 12.03.2024 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	<b>знания:</b> Обеспечивать эксплуатацию трубопроводов нефтегазовой отрасли и обеспечивать выполнения работ по их содержанию в соответствии с требованиями нормативной технической документации <b>умения:</b> Эксплуатировать трубопроводы нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации и обеспечивать выполнения работ по их содержанию в технически исправном состоянии <b>навыки:</b> 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	<b>знания:</b> Обеспечивать проведения мероприятий по повышению надежности и эффективности эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации <b>умения:</b> Проводить мероприятия по повышению надежности и эффективности эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли в соответствии с требованиями нормативной технической документации <b>навыки:</b> 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	<b>знания:</b> Обеспечивать работы по эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли и контролировать выполнения работ по их содержанию в соответствии с требованиями нормативной технической документации <b>умения:</b> Обеспечивать мероприятия по повышению надежности эксплуатации трубопроводов нефтегазовой отрасли и контролировать техническое состояние соответствия с требованиями нормативной технической документации <b>навыки:</b> 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), Нефтепродуктообеспечение (ПК-3); практик: Производственная практика. Технологическая (производственно-технологическая) 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-3), Выполнение, подготовка к процедуре защиты и защита выпускной квалификационной работы (ПК-1)

## 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, процедуры самообучения

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

## Раздел 4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

### 6 семестр

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

Лекция. Эксплуатация и ремонт установок комплексной подготовки продукции скважин на промыслах нефти и газа. Выбор вида ремонта (выборочный, капитальный с заменой труб, капитальный с заменой изоляции) в зависимости от: -технико-экономических показателей по видам и методам ремонта; -плотностей распределения дефектов ДПР и ПОР по длине нефтепровода; -плотностей распределения коррозионных дефектов по длине нефтепровода; -состояния изоляционного покрытия; -конкретных условий пролегания нефтепровода; -фактических и прогнозируемых показателей загруженности нефтепровода.	16	
Лабораторная работа. Физико - химические свойства нефти и газа влияющие на эксплуатацию трубопроводов и требования предъявляемые к товарной продукции. Методы ремонта дефектных участков нефтепровода. Ремонтные конструкции для постоянного ремонта.	16	
Задания для самостоятельной работы, в том числе выполнение курсового проекта/работы Классификация дефектов. Критерии классификации дефектов на ДПР и ПОР. Порядок проведения ремонта дефектов на магистральных трубопроводах 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.	40 0	
выполнение курсового проекта/работы		
<b>Раздел.2. Теоретические основы и практические аспекты эксплуатации и ремонта МГ и МН..</b>	<b>72</b>	ПК-1, ПК-3
Лекция. Классификация и состав сооружений МН и МГ, характеристика магистрального нефтегазопровода и перекачиваемой среды, технологические схемы перекачки. Назначение и состав работ технического обслуживания и ремонта. Контроль за техническим состоянием действующих нефтепроводов. Методы и средства контроля	16	

герметичности нефтепроводов		
Лабораторная работа. 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.	16	
Задания для самостоятельной работы, в том числе выполнение курсового проекта/работы 1. Эксплуатация и ремонт основного и вспомогательного оборудования объектов магистрального трубопровода (МНи 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 схемных соединений и особенностей напорно-расходных характеристик МН и МГ.	40	
выполнение курсового проекта/работы	0	
Иная контактная работа: зачет, консультации	0	

### 7 семестр

Виды и темы занятий	Количество часов	Формируемые компетенции
<b>Раздел.3. Эксплуатация и ремонт насосно - силового оборудования головных и промежуточных НПС, КС (ГПА)</b>	<b>144</b>	ПК-1, ПК-3
Лекция. Коррозионные повреждения трубопроводов Влияние внешних воздействий на техническое состояние подземных трубопроводов. Дефекты труб, сварных швов и монтажа. Отказы нефтепроводов вследствие нарушения правил эксплуатации Повреждения подземных трубопроводов от эксплуатационных нагрузок и воздействий.	32	
Практическое занятие. Основное содержание организации ремонтно-восстановительной службы. Техническое оснащение аварийной службы. Организация аварийно-восстановительных работ. Особенности организации ремонтной службы в различных географических и климатических условиях эксплуатации.	32	

Лабораторная работа. Способы выполнения земляных работ при аварийном ремонте. Способы ремонта дефектов труб и сварных швов, узлов соединения трубопроводов Способы ликвидации повреждений на линейной арматуре. Технология замены поврежденного участка нефтепровода. Способы освобождения аварийного участка нефтепровода от нефти и обратная закачка нефти в нефтепровод, герметизации внутренней полости нефтепровода. Сварочно-монтажные работы при замене поврежденного участка. Лабораторные работы: 1. Измерение разности потенциалов между трубопроводом и землей. 2. Протекторная защита магистральных трубопроводов. 3. Изучение плотности анодного тока при неоднородной аэрации. 4. Определение коэффициента затухания наложенного потенциала при катодной защите магистралей трубопроводов. 5. Определение мощности, расходуемой станцией катодной защиты.	16
Задания для самостоятельной работы, в том числе выполнение 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. 7. Техническое обслуживание и ремонт оборудования станций подземного хранения газа, АГНКС, БСГ, ГРС, ГРП	64
Иная контактная работа: защита курсового проекта/работы, консультации	0
Подготовка к экзамену	30
Проведение экзамена	6

## Раздел 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

Изучение дисциплины (модуля) 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 (модулю), 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. (при наличии)

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 (модуля).

Содержание самостоятельной работы определяется рабочей программой дисциплины (модуля), 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 (модуля), к электронным библиотечным системам, профессиональным базам данных и информационным справочным системам.

Изучение дисциплины (модуля) включает выполнение курсового проекта (работы) и лабораторно-практических работ.

Периодичность проведения, формы текущего контроля успеваемости, система оценивания хода освоения дисциплин представлены в рабочей программе.

Формой промежуточной аттестации по дисциплине (модулю) является зачёт в 6-ом семестре, по курсовой работе дифференцированный зачет и экзамен в 7-ом семестре.

## 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
<b>УЧЕБНЫЕ, УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ И НАУЧНЫЕ ИЗДАНИЯ</b>		
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. 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
3.	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.	<a href="https://e.lanbook.com/book/352094">https://e.lanbook.com/book/352094</a>
4.	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;	23 / <a href="https://portal.volgatech.net/books/Gadzhiev_raschet_lineinoi_chasti_2017.pdf">https://portal.volgatech.net/books/Gadzhiev_raschet_lineinoi_chasti_2017.pdf</a>



	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.	
5.	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 / <a href="https://portal.volgatech.net/books/Gadziev_Raschet_linei_noi_chasti_magistralnogo_gazoprovoda_2019.pdf">https://portal.volgatech.net/books/Gadziev_Raschet_linei_noi_chasti_magistralnogo_gazoprovoda_2019.pdf</a>
6.	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 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.	19 / <a href="https://portal.volgatech.net/books/Gadziev_Raschet_rezervuarnogo_parka_neftebaz_2019.pdf">https://portal.volgatech.net/books/Gadziev_Raschet_rezervuarnogo_parka_neftebaz_2019.pdf</a>

## 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.	214 (II)	Колонки SVEN 2.0 STREAM Mega R (1), Лабораторный стол с ящиками (9), Проектор мультимедийный Hitachi CP- RX93 (1), УСТАНОВКА ДЛЯ РАБОТ. (1), Экран настенный рулонный 200x200 см (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

2.	215 (II)	Колонки SVEN 2.0 STREAM Mega R (1), Комплекс лаб. автоматизир. "Детали машин-передачи" (1), Лабораторный стол с ящиками (7), Проектор мультимедийный Hitachi CP- RX93 (1), Экран настенный рулонный 200x200 см (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
3.	319 (II)	Монитор 19" ViewSonic TFT 19" VA916 (1), Монитор 19" ViewSonic TFT 19" VA916 + Сист. блок Intel Core j5-6500/8 192 Mb/Palit PA-GTX 1060/6G/1000Gb (1), Монитор 19" ViewSonic TFT 19" VA916 + Сист.блок Intel Core i5-6500/8 192 Mb/Palit PA-GTX 1060/6G/1000Gb (1), ПК ICL RAY S902.1 ,клавиат.,мышь.монитор ViewSonic 22" VA2232W-LED (15), Принтер лазерн. Xerox 3122 (1), Стол угловой компьютерный с подставкой под с/б (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	хорошо

	существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения	
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. Текущий контроль успеваемости

Текущий контроль успеваемости обеспечивает оценивание хода освоения дисциплины (модуля) и производится с применением технологии рейтингового контроля в соответствии с технологической картой дисциплины. Порядок составления технологической карты и алгоритм проведения процедуры оценивания видов деятельности обучающихся, направленных на освоение знаний, умений, навыков и/или опыта деятельности, по накопительной системе в баллах устанавливается положением о системе РИТМ в ФГБОУ ВО «ПГТУ»

### 7.2. 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 7-ом 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 погрузки

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. м<sup>3</sup>. Б - свыше 20 тыс. по 100 тыс. м<sup>3</sup>. В - до 20 тыс. м<sup>3</sup>.
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. м<sup>3</sup>. Б - свыше 20 тыс. до 100 тыс. м<sup>3</sup>. В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м<sup>3</sup>.
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. до 20 тыс. м<sup>3</sup>.

Б - свыше 20 тыс. до 100 тыс. м<sup>3</sup>.

В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м<sup>3</sup>.

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. м<sup>3</sup>. Б - до 2 тыс. м<sup>3</sup>. В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м<sup>3</sup>.

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. м<sup>3</sup>. Б - свыше 20 тыс. до 100 тыс. м<sup>3</sup>. В - свыше 2 тыс. до 10 тыс. м<sup>3</sup>.
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 КУРСОВОГО ПРОЕКТА (РАБОТЫ)

Выполнить технологический расчет магистрального газопровода.

Исходные данные:

- Объем транспортируемого газа
- Протяженность газопровода
- Температура окружающей среды  $t_0=4^{\circ}\text{C}$
- Температура воздуха,  $t_b=5^{\circ}\text{C}$
- Состав транспортируемого газа:

Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>			
% 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 <sup>0</sup> 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**

/span>Исходные

Номер варианта

данные  $D_n$ , мм  $\delta$ , мм  $\tau_\sigma$ , ГОДЫ  $t_{max}$ , мм  $L_{изм}$ , мм  $t_n$ , мм  $\tau_{экс}$ , ЛЕТ

$P_{раб}$ , МПа (кгс/см<sup>2</sup>) 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							



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 БАА

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

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:

$$\sigma \cdot \delta \left( \frac{n}{n_{\max}} \right)^{\frac{1}{n}} \leq R \left( \delta - K n t_{\max} M_{n1} \right)$$

□

□

(1.1)

где  $P_n$  – расчётное давление разрушения трубы с отдельным дефектом, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

$\sigma$  – напряжение течения, принимаемое по таблице 1,

/span>8

/span>Таблица 1 – Напряжение течения  $\sigma$ , МПа

	Время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока $\tau_\sigma$ , годы менее 15 от 15 до 20
	более 20

Напряжение течения  $\sigma$ , МПа (кгс/см<sup>2</sup>)

$0,95((\sigma_{0,2} + \sigma_{\sigma p})/2)$

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

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

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

$\sigma_{вр}$  — нормативный предел прочности трубной стали, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

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

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

$\tau_p$  —

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;

$\delta$  — 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  $L_n$

$$M_n = 1 + 1,32 \left( \frac{R \cdot \delta}{L_n} \right)^2, \quad (1.2) \text{ где } L_n \text{ —}$$

оценка полной длины продольной проекции стресс-коррозионного дефекта

$$L_n = L_{изм} + K_{дон} t_n, \quad (1.3) \text{ } L_{изм} \text{ — измеренная длина}$$

дефекта, мм;

$t_n$  — порог чувствительности прибора (снаряда-дефектоскопа), мм;  $K_{дон}$  — 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.

## 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  $K_{доп}$

$$0,15 \cdot D_n$$

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

Предварительный срок безопасной эксплуатации трубы с отдельным дефектом  $\tau_{\varepsilon}$ , лет, определяют по формулам:

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

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

/span>

(□)

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

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

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.

/span>Таблица 3 – Скорость изменения глубины дефектов,  $V_{t \text{ min}}$ , 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 аппроксимации дефекта

$\sigma\delta$

/span>/span>/span>

=

$t$

$K_{\text{нор}} P_{\text{раб}} R$

$\sigma \delta - 1 K_{\text{нор}} P_{\text{раб}} R$

$P_{\text{раб}}$  – рабочее давление в газопроводе, МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

(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.

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>

$\tau$

=

$t_{\text{раб}} - K_n t_{\text{max}}$

$t_{\text{max}}$

(1.7)

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

$V_{t \text{ max}} = D_n / 1\,000$ .

### (1.8) Пример 1

Исходные данные:

- наружный диаметр трубы,  $D_n = 1\,420$  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  $\sigma$ :

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

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

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:

$P$

$$4,21 \cdot 29 \left( \left( \frac{29 - 0,7 \cdot 7}{2} \right)^2 \cdot \frac{681}{29 - 0,7 \cdot 7 \cdot 1,3} \right)$$

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

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

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

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

#### ПРИМЕР РАСЧЕТА ОБЪЕМА ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ

#### ПРИ СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Земляные работы в нефтегазовой отрасли относят к наиболее тяжелым и трудоемким видам работ, выполняемых в сложных природно- климатических условиях. Разработка и реализация технологий,

способствующих сокращению объемов работ при строительстве, ремонте и эксплуатации магистральных трубопроводов является актуальной задачей. Земляные работы состоят в основном из следующих процессов:

- разработка земляных сооружений;
- планировка, уплотнение и обратная засыпка;
- рекультивация (восстановление нарушенных земель).

**Результатом разработки грунта** является земляное сооружение, устраиваемое из **грунта** в грунтовом массиве или возводимое на поверхности **грунта**. Земляные сооружения классифицируют: по отношению к поверхности грунта, по сроку службы, по геометрическим параметрам и пространственной форме.

-по отношению к поверхности грунта – выемки, насыпи, подземные выработки, обратные засыпки;

-по сроку службы – постоянные и временные;

-по функциональному назначению – котлованы, траншеи, ямы, скважины, отвалы, плотины, дамбы, дорожные полотна, туннели, планировочные площадки, выработки;

-по геометрическим параметрам и пространственной форме – глубокие, мелкие, протяженные, сосредоточенные, простые, сложные и т. д.

Характерные типы земляных сооружений представлены на рисунке 1.

Рис.1.Виды земляных сооружений

I – поперечный профиль выемок: а – траншея прямоугольного профиля; б – котлован (траншея) трапецеидальной формы; в – профиль постоянной выемки; 1 – бровка траншеи; 2 – откос; 3 – берма; 4 – основание откоса; 5 – дно откоса; 6 – банкет; 7 – нагорная канава; II – сечение подземных выработок: г – круглое, д – прямоугольное; III – профили насыпи: е – временной насыпи; ж – постоянной; IV – обратная засыпка: з – пазух котлована; и – траншеи

К **постоянным** относятся сооружения, предназначенные для долгосрочной эксплуатации – земляные плотины, каналы, полотно рельсовых и безрельсовых дорог, выемки и насыпи, возводимые при планировке. К **временным** земляным сооружениям относят выемки, отрываемые при возведении фундаментов жилых и промышленных зданий, мостов, плотин, траншеи для прокладки водопроводных, канализационных, газовых и других сетей, насыпи для временных дорог и запруд. Каждое земляное сооружение должно быть устойчивым, прочным и защищенным от размыва водой.

Выемки шириной более 3 м называют **котлованами**, более узкие выемки для ленточных фундаментов или сетей коммуникаций – **траншеями**, выемки под отдельно стоящие фундаменты или столбы – **ямами**. Эти сооружения имеют дно и боковые поверхности, наклонные откосы или вертикальные стенки. Выемки, разрабатываемые для добычи недостающего для строительства грунта, называют **резервами**; насыпи, в которые осуществляют отсыпку излишнего грунта, – **кавалерами**, или **отвалами**. Места для отсыпки строительного и другого мусора называют **свалками**, а места, где осуществляют разработку песка, щебня и других строительных материалов, –

**карьерями.** Выемки, закрытые с поверхности земли и устраиваемые для прокладки транспортных и коммуникационных туннелей, называют **подземными выработками.** Выемки имеют дно и наклонные *откосы*, после устройства подземных сооружений (или подземной части сооружений) выполняется обратная засыпка пазух – заполнение грунтом пространства между сооружением и откосами котлована. Параметры земляных сооружений, применяемых при строительстве магистральных трубопроводов (ширина траншеи по низу и по верху, глубина траншеи, откосы, сечения насыпи, высота насыпи и крутизна откосов), устанавливается по СНиП 2.05.06.-85\* и зависит от наружного диаметра трубы, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий.

Профиль траншеи может быть прямоугольным или трапецеидальным. Выбор профиля зависит от вида грунта, глубины траншеи и типа применяемых землеройных машин.

### 1.1.1. Выбор технологии производства земляных работ и землеройной техники

Произвести расчет объема земляных работ при сооружении трубопроводных систем и выбрать землеройную технику и комплект машин для транспортировки грунта. Исходные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета

$D$ , мм	Тип грунта	$L$ , м
820	супесь	1250

Параметры земляных сооружений, применяемых при сооружении газонефтепроводов (ГНП) (ширина, глубина и откосы траншеи, сечение насыпи и крутизна ее откосов и др.), устанавливают в зависимости от диаметра ( $D$ ) трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий. Размеры траншеи (глубина, ширина по дну, откосы) устанавливают в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических условий (Рис.2).

В

1

В

2

Рисунок 2 – Параметры траншеи

Заглубление трубопроводов до верха трубы принимать, м, не менее:

при  $D_n$  менее 1000 мм.....0,8

1000 мм и более (до 1400 мм) .....1,0 на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению .....1,1 в песчаных барханах, считая от отметок межбарханных оснований.....1,0 в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда

автотранспорта и сельскохозяйственных машин.....0,6 на пахотных и орошаемых землях .....1,0 при пересечении оросительных и

осушительных каналов.....1,1 Ширину траншеи по низу следует назначать не менее:

$D_n + 300$  мм – для трубопроводов диаметром до 700 мм;  $1,5 D_n$  – для трубопроводов диаметром 700 мм и более.

При диаметрах трубопроводов 1200 и 1400 мм и при траншеях с откосом свыше 1:0,5 ширину траншеи понизу допускается уменьшать до величины  $D_n + 500$  мм, где  $D_n$  – условный диаметр трубопровода.

При балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м или  $2.2 D_n$ .

На участке трассы с резко пересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается укладка трубопроводов в специально возводимые земляные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. При пересечении водотоков в теле насыпей должны быть предусмотрены водопропускные отверстия.

Крутизна откосов траншей под трубопровод и котлованов под трубопроводную арматуру принимается по СНиП **2.05.06-85\***.

Крутизна откоса – отношение глубины ( $H$ ) траншеи к проекции образующей стенки на горизонтальную плоскость.

Глубину траншеи устанавливают из условий предохранения трубопровода от механических повреждений при переезде через него автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин и назначают равной: для трубопроводов диаметром  $D_n$  до 1000 мм –  $D_n + 0,8$  м; для трубопроводов диаметром 1000 мм и более  $D_n + 1$  м.

Методы разработки грунтов определяют в зависимости от параметров земляного сооружения и объемов работ, геотехнических характеристик грунтов, классификации грунтов по трудности разработки, местных условий строительства, наличия землеройных машин в строительных организациях. При разработке траншей с откосами объем земляных работ  $V_{зр}$  определяется:

где  $B_1$  – ширина траншеи по верху, м;

$B_2$  – ширина траншеи по низу, м;

$L$  – длина траншеи, м;

$H$  – глубина траншеи.

Определяем объем земляных работ при разработке траншей с откосами:

1. ширина траншеи по низу при  $D = 820$  мм  $B_2 = 1,5 \cdot D = 1,5 \cdot 0,82 = 1,23$  м;
2. глубина траншеи при диаметре трубопровода 820 мм

$$H = D + 0,8 = 0,82 + 0,8 = 1,62 \text{ м.}$$

Ширина траншеи по верху  $B_1$  определяется по следующей формуле:

$$B_1 = B_2 + 2H/n,$$

где  $n$  – коэффициент откоса (определяется по таблице 3).

Таблица 3 – Крутизна откосов траншей

№ п/ п	Тип/категория грунта	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки, м, не более		
		1,5	3,0	5,0
1	Насыпные неслежавшиеся/I	1:0,67	1:1	1:1,25
2	Песчаные/I	1:0,5	1:1	1:1
3	Супесь/II	1:0,25	1:0,67	1:0,85
4	Суглинок/III	1:0	1:0,25	1:0,75
5	Глина/IV	1:0	1:0,5	1:0,5
6	Лессовые/III	1:0	1:0,5	1:0,5
7	Скальные/V	1:0	1:0,5	1:0,5
8	Вечномерзлые/VI	1:0	1:0,5	1:0,5

По таблице 3 определяем коэффициент откоса  $n = 1:0,67 = 1,5$ .

Ширина траншеи по верху  $B_1$  составит  $B_1 = 1,23 + 2 \cdot 1,62 / 1,5 = 3,39$  м.

Определяем объем земляных работ при разработке траншей с откосами

по формуле:

Определение емкости ковша экскаватора будет зависеть от  $V$ , для этого можно воспользоваться следующими требованиями (таблица 4).

Таблица 4 – Определение емкости ковша экскаватора

$V_{зр}$ (объем земляных работ)	$Q$ (емкость ковша экскаватора)
До 500	0,15
500...1500	0,24 и 0,3
1500...5000	0,5
2000...8000	0,65
6000...11000	0,8
13000...18000	1,0-1,25
Более 15000	1,5

Согласно таблице 4 минимальная емкость ковша экскаватора составит  $0,5 \text{ м}^3$ . По таблице 5 выбираем требуемый экскаватор.

Таблица 5 – Перечень гидравлических экскаваторов

Наименование показателя	Вместимость ковша, м <sup>3</sup>	Радиус копания, м
ЭО-2621В-3	0,25	5,3
ЭО-3323А	0,63	7,9
ЭО-3122	0,63	8,1
ЭО-3221	0,63	7,9
ЭО-4322 (ЭО-4321Б)	1(0,8)	9(8,85)
ЭО-4125А	1	9,3
ЭО-5124	1,6	10
ЭО-6123	2,5	11,6

Выбираем экскаватор ЭО-3221.

**ПРИМР ВЫБОРА ЗЕМЛЕРОЙНОЙ ТЕХНИКИ И КОМПЛЕКТА МАШИН  
ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУНТА**

Произвести расчет объема земляных работ при сооружении трубопровода и выбрать землеройную технику и комплект машин для транспортировки грунта. Исходные данные представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета

$D$ , мм	$V$ , м/ч	Тип грунта	$L$ , м
630	250	суглинок	175

Определяем объем земляных работ при разработке траншей с откосами:

1. ширина траншеи по низу при  $D = 630$  мм  $B_2 = D + 0,3 = 0,63 + 0,3 = 0,93$  м;
2. глубина траншеи при диаметре трубопровода 630 мм

$$H = D + 0,8 = 0,63 + 0,8 = 1,43 \text{ м.}$$

Согласно таблице 3 в данном случае коэффициент откоса  $n$  отсутствует, поэтому ширина траншеи по верху  $B_1$  равна ширине траншеи по низу  $B_2$ .

Определяем объем земляных работ при разработке траншеи:

Так как у разрабатываемой траншеи отсутствуют откосы, то траншея разрабатывается экскаватором роторного типа.

Тогда установочная мощность может быть определена по формуле:

где  $k_y$  – коэффициент, учитывающий отношение времени копания к времени рабочего цикла ( $k_y = 1$ );

$k_B$  – коэффициент, учитывающий расход мощности на вспомогательные

механизмы ( $k_B = 0,6-0,8$ );

$k_p$  – удельное сопротивление резанию и копанию (определяется по

таблице 6);

$S$  – площадь поперечного сечения траншеи,  $m^2$ ;

$V$  – скорость движения экскаватора,  $m/ч$ .

Таблица 7 – Удельное сопротивление резанию и копанию ( $k_p$ )

Категория грунта	I	II	III	IV	V	VI
Коэффициент $k_p$	70-230	210-400	380-660	650-800	800-1200	1000-2200

Принимаем  $k_p = 560$ ;  $k_B = 0,75$ ;  $S = V_{зр}/L = 232,73/175 = 1,33 m^2$ .

Тогда установочная мощность составит:

На основании рассчитанной установочной мощности выбираем марку роторного экскаватора для земляных работ по таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики роторных экскаваторов

Параметры	Индекс машины		
	ЭТР-223А	ЭТР-224А	ЭТР-254А
Максимальная техническая производительность, $m^3/ч$	650	600	1200/220
Категория разрабатываемого грунта	I-IV, мерзлые грунты при глубине промерзания до 1,2 м		I-IV, мерзлые грунты при глубине промерзания до 2,5 м
Размеры разрабатываемой траншеи, м:			
глубина	2,2	2,2	2,5
ширина по дну	1,5	0,85	2,1



по верху (с откосами)	2,58	1,85	3,8
Рабочее оборудование (тип)	навесное		полуприцепное
Базовая машина	T-10M	T-10M	ДЭТ-250M2
Мощность двигателя, кВт	125	125	220
Диапазон скоростей рабочего хода, м/ч	10...300	10...300	12...1210
Транспортные скорости, км/ч	1,5...4,2	1,5...4,2	0,5...5,75
Диаметр ротора по зубьям ковшей, мм	3830	3830	4410

**Вывод:** Для разработки траншеи под трубопровод диаметром 630 мм необходимо использовать роторный экскаватор ЭТР-223А с глубиной копания 2,2 м, диаметром ротора 3830 мм и мощностью 650 м<sup>3</sup>/ч.

### ПРИМЕР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ (нефтепровод)

Произвести технологический расчет участка магистрального нефтепровода. Исходные данные представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для технологического расчета

Длина проектируемого нефтепровода, $L$ , км	640
Объем годовой перекачки, $Q$ , млн т/год	70
Плотность нефти, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	837
Вязкость нефти, $\nu$ , сСт	8
Разность геодезических отметок, $\Delta z$ , м	5

Задачей технологического расчета является определение количества НПС, мест их размещения, а также подбора основного и вспомогательного оборудования НПС.

Определим секундную пропускную способность,  $Q_c$ :

Далее согласно таблице 10 по пропускной способности  $Q$  выбираем наружный диаметр нефтепровода  $D$  и толщину стенки  $\delta$ .

Таблица 10 – Показатели нефтепроводов

Пропускная способность, млн.т/год	6-8	10-12	14-18	22-26	32-36	42-50	70-78
Наружный диаметр и толщина стенки, мм	529	630	720	820	920	1020 (9-18)	1220

	(4-10)	(5-12)	(6-14)	(7-16)	(8-16)		(11-20)
--	--------	--------	--------	--------	--------	--	---------

Принимаем наружный диаметр  $D = 1220$  мм, толщину стенки  $\delta = 12$  мм.

Определяем внутренний диаметр нефтепровода  $D_{вн}$ :

$$D_{вн} = D - 2 \cdot \delta = 1,22 - 2 \cdot 0,012 = 1,196 \text{ м.}$$

Определяем гидравлический уклон участка нефтепровода:

Определим потери напора на участке нефтепровода:

$$H = 1,01 \cdot i \cdot L + \sum z = 1,01 \cdot 0,003094 \cdot 640 \cdot 1000 + 5 = 2004,81 \text{ м.}$$

Определим напор станции:

$$H_{cm} = 5,5 \cdot 10^6 / (\rho \cdot g) = 5,5 \cdot 10^6 / (837 \cdot 9,8) = 670,52 \text{ м.}$$

Определим число НПС на проектируемом участке нефтепровода:

$$n_{cm} = H / H_{cm} = 2004,81 / 670,52 = 2,99 \approx 3.$$

После определения количества НПС необходимо выбрать основные и подпорные насосы на НПС.

Пропускная способность нефтепровода в м<sup>3</sup>/ч составит:

$$Q_c \cdot 60 \cdot 60 = 2,652 \cdot 60 \cdot 60 = 9547,03 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Далее, согласно подсчитанной пропускной способности в м<sup>3</sup>/ч и таблице 11, выбираем тип основного насоса.

Таблица 11 – Технические характеристики центробежных насосов

Тип насоса	Кавитационный запас, м
НМ 1250-260	20
НМ 1800-240	25
НМ 2500-230	32
НМ 3600-230	40
НМ 5000-210	42
НМ 7000-210	52
НМ 10000-210	65

Т. к. пропускная способность нефтепровода – 9547,03 м<sup>3</sup>/ч, то для осуществления процесса перекачки выбираем марку насосов НМ 10000-210 с пропускной способностью 10 000 м<sup>3</sup>/ч.

Количество магистральных насосов составит:

$$(H_{cm}-65)/210 = (670,52-65)/210 = 2,88 \approx 3.$$

Поэтому на станции должно быть установлено 3 магистральных насоса НМ 10000-210 и 1 резервный.

Подпорные насосы выбираем исходя из условия обеспечения кавитационного запаса для магистральных насосов. Краткие технические характеристики подпорных насосов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Краткие технические характеристики подпорных насосов

Тип насоса	НПВ 1250-60	НПВ 2500-80	НПВ 3600-90	НПВ 5000-1
Напор при проектном расходе, м	60	80	90	120

Выбираем подпорные насосы марки НПВ 2500-80. Количество подпорных насосов составит  $9547,03/2500 = 3,82 \approx 4$ .

Подытожив вышесказанное, установим:

1. на проектируемом участке нефтепровода необходимо установить 3 НПС;
2. на каждой НПС необходимо установить 3 магистральных насоса НМ10000-210, соединенных последовательно, и 1 резервный;
3. на каждой НПС необходимо установить 4 подпорных насоса НПВ 2500-80, соединенных параллельно.

### ПРИМЕР СВАРОЧНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ И

#### ВЫБОР СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ КРАНОВ И МОНТАЖНЫХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ

Сварочно-монтажные работы в значительной степени определяют конечное качество сооружения, его эксплуатационную надежность. Во всех странах мира, в т. ч. и в России, применяется двухстадийная схема выполнения сварочных работ:

1. на первой стадии отдельные трубы с заводской изоляцией, длиной до 12 м и менее на полустационарных трубосварочных базах сваривают с поворотом в секции до 48 м;
2. на второй из этих вывезенных на трассу длинномерных секций сваривается непрерывная нитка трубопровода.

Разнообразие условий строительства трубопроводных систем определяет применение различных методов сварки в их сочетании. Поэтому, наряду с дуговыми методами сварки, успешно развивается и электроконтактная сварка, используемая в промышленных масштабах.

Сборка и сварка труб на трубосварочной базе охватывает комплекс работ, в который входят следующие трудовые процессы:

1. подготовка и обработка концов труб для автоматической сварки;
2. сборка и двухсторонняя автоматическая сварка под флюсом трубных секций.

Сборка и сварка секций на трассе выполняется, как правило, поточно-совмещенным методом и охватывает комплекс работ, в который входят следующие трудовые процессы:

3. подготовка стыков секций труб к сборке и сварке;
4. сборка и сварка корневого шва;
5. сварка второго слоя шва;
6. сварка заполняющего и облицовочного слоев шва.

Сварка секций труб на трассе поточно-совмещенным методом осуществляется в три технологических этапа:

1. **1этап** – подготовка стыков секций труб сборке и сварке.

*В состав работ входят:* правка или обрезка дефектных кромок стыков; очистка внутренней полости секций; зачистка кромок стыков; выкладка секций труб вдоль трассы для центровки.

2. **2этап** – сварка первого (корневого) и второго слоя шва.

*В состав работ входят:* центровка стыка и установка зазора; предварительный подогрев кромок стыков секций; сварка корневого слоя шва и второго.

3. **3этап** – сварка заполняющего и облицовочного слоев шва.

## **ВЫБОР СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ КРАНОВ И МОНТАЖНЫХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ**

Подбор строительно-монтажных кранов по их параметрическому соответствию монтируемым конструкциям является одной из задач проектирования строительно-монтажных работ и управления строительством.

Рациональное использование кранов возможно только при правильном их выборе для монтажа конкретных объектов. Задача сводится к установлению наибольшего соответствия технических показателей грузоподъемных машин объемно-планировочным и конструктивным решениям возводимых зданий и сооружений. Непосредственному выбору предшествует определение организационных методов монтажа, характеризующих направление и последовательность установки конструкций. При этом выясняются возможные места расположения и схемы движения кранов.

Выбор типа крана выполняют с учетом его параметров и монтажной характеристики объекта строительства.

Требуемую грузоподъемность крана определяют из выражения:

где  $Q$  – масса монтируемого элемента или укрупненного блока;

$q_{тр}$  – масса такелажного приспособления (стропы, траверсы, захваты и т. п.);  $q_y$  – масса конструкции временного усиления элемента;

$q_{Мп}$  – масса монтажных приспособлений, закрепленных на элементе.

Необходимая минимальная высота подъема крюка (рис. 3):

где  $H_m$  – высота от уровня стоянки крана до опоры сборного элемента на верхнем монтажном горизонте;

$h_3$  – запас по высоте, необходимый для установки элемента и проноса над

ранее смонтированными конструкциями, принимаемый в соответствии с правилами техники безопасности не менее 0,5 м;

$h_э$  – высота монтируемого элемента или блока в положении подъема (с учетом выступающих внизу монтажных приспособлений);

$h_{мп}$  – высота такелажного приспособления (от верха монтируемого элемента до центра крюка крана).

Потребный наибольший вылет крюка (или грузового полиспаста) определяется из выражения (рис. 3):

где  $B$  – расстояние от оси поворота крана до ближайшей к крюку грани (здания) сооружения;

$B$  – расстояние от наружной грани стены до вертикали, проходящей через центр тяжести наиболее удаленных от крюка элементов (здания) сооружения.

Рисунок 3 – Определение минимальной высоты подъема крюка

Для кранов с поворотной башней и нижним расположением противовеса

где  $r_{пл}$  – радиус габарита поворотной платформы;

$\delta$  – расстояние между гранью здания и поворотной платформой, принимаемое не менее 1 м.

Соответственно, для кранов с неповоротной башней и верхним расположением противовеса (рис. 4)

где  $r_{пр}$  – радиус габарита противовеса.

Однако одного определения наибольшего вылета крюка или грузового полиспаста крана недостаточно для окончательного выбора марки крана, так как при этом краны могут различаться грузоподъемностью, а разнообразные по массе элементы здания (сооружения) могут находиться на разных расстояниях от оси вращения крана. Поэтому надо дополнительно знать вылеты крюка или грузового полиспаста, потребные для монтажа элементов различной массы  $Q_t$ , удаленных от оси вращения крана на различные расстояния, и по графикам грузоподъемности кранов проверить, отвечает ли подобный кран условиям монтажа всех элементов.

Рисунок 4 – Определение наибольшего вылета крюка

При определении потребного вылета крюка стрелового крана (рис. 4) в масштабе вычерчивают контуры монтируемого сооружения от расположения поднимаемых элементов и ось стрелы крана,

которая должна пройти через две точки:  $E$  – расположенную на расстоянии 1 м от крайней точки сооружения по вертикали и горизонтали;  $A$  – расположенную на высоте  $H$ :

где  $h_n$  – 1,5 м – высота центра крюка крана до оси оголовка стрелы.

Перечень вопросов для проведения промежуточной аттестации

### **Перечень вопросов для проведения зачета в 6-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. Вихретоковый 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 7-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) ( $\epsilon$ ,  $> n$ ).
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. Что представляют собой узлы приема-пуска очистных устройств? Как и где они устанавливаются? Какую задачу выполняют дополнительно узлы приема-запуска очистных устройств?

2. Что такое охранный зона трубопровода? Размеры, ограничения? Где она располагается? 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  $D_1 > D_2$ . Что следует понимать под линейной частью? (Диаметр? Состав перекачиваемого сырья? Протяженность?) Правила прокладки. Как укладываются магистральные трубопроводы?

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_ / Костромин Д.В. /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024