

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Сахалинский государственный университет»
Кафедра геологии и нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель основной профессиональной
образовательной программы
Денисова Я.В.
28 мая 2026 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Дисциплины (модуля)

*Б1.В.02.07 «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и
газонефтехранилищ»*

Уровень высшего образования

БАКАЛАВРИАТ

Направление подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело
(код и наименование направления подготовки)

Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства
(наименование направленности (профиля) образовательной программы)

Квалификация
бакалавр

Форма обучения
Очная

РПД адаптирована для лиц с ограниченными возможностями здоровья и инвалидов

Южно-Сахалинск, 2026

Рабочая программа дисциплины *Б1.В.02.07* «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» составлена в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования (ФГОС ВО) по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Программу составила:

Мария Евгеньевна Сторожева, старший преподаватель кафедры геологии и

нефтегазового дела ТНИ СахГУ

И.О. Фамилия, должность, ученая степень, ученое звание подпись



Рабочая программа дисциплины «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» утверждена на заседании кафедры геологии и нефтегазового дела, протокол № 9 от 28 мая 2026 г.

Заведующий кафедрой

геологии и нефтегазового дела, к.б.н., доцент



Денисова Я.В.

1 ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель дисциплины – ознакомление студентов с основами специфики строительного и эксплуатационного производства, технического обслуживания и капитального ремонта систем трубопроводного транспорта, хранения нефти, нефтепродуктов и природного газа и конденсата.

Задачи дисциплины:

ознакомление студентов с основными объектами транспорта и хранения углеводородов в системе магистральных трубопроводов и вне их;

получение навыков решения теоретических задач по гидравлическим расчетам трубопроводов, по подбору оборудования, необходимого для оптимальных режимов транспортировки углеводородов;

формирование навыков оптимального и рационального использования современных технологий при проектировании и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

2 МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» относится к части блока Б1 «Дисциплины (модули)» учебного плана, формируемой участниками образовательных отношений и является обязательной для изучения.

Пререквизиты дисциплины (модуля): базируется на дисциплинах учебного плана подготовки бакалавров, предшествующих указанной дисциплине: «Основы нефтегазового дела», «Математика», «Физика», «Исследование вещественного состава горных пород», «Общая геология», «Материаловедение» и др.

Постреквизиты дисциплины: является базой для изучения и усвоения других общеинженерных и специальных дисциплин, таких как «Технология трубопроводного транспорта углеводородов», «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах», «Нефтегазопромысловое оборудование» и др.

3 ФОРМИРУЕМЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ И ИНДИКАТОРЫ ИХ ДОСТИЖЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Коды компетенции	Содержание компетенций	Код и наименование индикатора достижения компетенции
ПКС-2	Способен осуществлять руководство, сопровождение и корректировку технологических процессов сбора, подготовки и	ПКС-2.1 Применяет знания основных производственных процессов сбора, подготовки и транспортировки продукции нефтяных и газовых скважин ПКС-2.2 Умеет в сочетании с сервисными компаниями и специалистами технических служб корректировать и проверять выполнение технологические процессы сбора, подготовки и

	транспортировки продукции нефтяных и газовых скважин	транспортировки продукции нефтяных и газовых скважин с учетом реальной ситуации ПКС-2.3 Владеет навыками руководства производственными процессами по сбору, подготовке и транспортировке продукции нефтяных и газовых скважин с применением современного оборудования и материалов и с соблюдением требований нормативно-технической документации
ПКС-3	Способен осуществлять руководство, сопровождение и корректировку технологических процессов хранения и переработки нефти, газа и газового конденсата	ПКС-3.1 Применяет знания основных производственных процессов хранения и переработки нефти, газа и газового конденсата ПКС-3.2 Умеет в сочетании с сервисными компаниями и специалистами тех служб корректировать технологические процессы хранения и переработки нефти, газа и газового конденсата с учетом реальной ситуации и внедрением безопасных технологий эксплуатации оборудования ПКС-3.3 Владеет навыками руководства и контроля производственными процессами хранения и переработки нефти, газа и газового конденсата с применением современного оборудования и материалов и с соблюдением требований нормативно-технической документации
ПКС-7	Способен составлять и оформлять техническую, технологическую и служебную документацию в соответствии с действующими нормативными и конструкторскими актами, выполнять технические работы в соответствии с технологическими регламентами	ПКС-7.1 Применяет знания понятия и видов технической, технологической и служебной документации и предъявляемые к ним требования; виды и требования к отчетности, основные отчетные документы, сроки предоставления, алгоритмы формирования отчетов ПКС-7.2 Умеет формировать заявки на технологическое и техническое обслуживание, заявки потребность в материалах ПКС-7.3 Умеет вести техническую, технологическую и служебную документацию и отчетность ПКС-7.4 Владеть навыками анализа достижений отечественной и зарубежной науки и техники для подготовки документации в вопросах разработки и внедрения новой техники и передовой технологии, ведения патентной и лицензионной работы, сбора научно-технической информации

4 СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 СТРУКТУРА ДИСЦИПЛИНЫ

Общая трудоемкость дисциплины (модуля) составляет 6 зачетных единиц (216 академических часов).

Вид работы	Трудоемкость, акад. часов (очное отделение)	
	Семестр	Всего
Общая трудоемкость	6	72
Контактная работа:	6	36
Лекции	6	16
Лабораторные работы	6	
Практические работы	6	16
Контактная работа в период теоретического обучения (КонтТО): проведение текущих консультаций по подготовке к лекционным и лабораторным работам, ИРС	6	4
Самостоятельная работа:	6	36
самоподготовка (проработка и повторение лекционного материала и материала учебников и учебных пособий, ГОСТов, ТУ, СП и др., изучение технологических схем)	6	9
подготовка к лабораторным занятиям	6	9
подготовка к промежуточной аттестации	6	9
подготовка к зачету	6	9
Общая трудоемкость	7	144
Контактная работа:	7	70
Лекции	7	32
Лабораторные работы	7	
Практические работы	7	32
Контактная работа в период теоретического обучения (КонтТО): проведение текущих консультаций по подготовке к лекционным и лабораторным работам, ИРС	7	5
Контактная работа в период промежуточной аттестации (КонтПА)	7	1
Самостоятельная работа:	7	48
самоподготовка (проработка и повторение лекционного материала и материала учебников и учебных пособий, ГОСТов, ТУ, СП и др., изучение технологических схем)	7	12
подготовка к лабораторным занятиям	7	12
подготовка к промежуточной аттестации	7	12
подготовка к экзамену	7	12
Контроль	7	26

4.2 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВИДОВ РАБОТЫ И ИХ ТРУДОЕМКОСТИ ПО РАЗДЕЛАМ ДИСЦИПЛИНЫ

№ п/п	Раздел дисциплины/темы	Семестр	Виды учебной работы (в часах)					Формы текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации
			Контактная			СР	Контроль	
			Лекции	ЛЗ/ПЗ	Конт ТО/ Конт ПА			
1	Трубопроводный транспорт нефти	6			4	10		Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
2	Трубопроводный транспорт газа	6				10		Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
3	Трубопроводный транспорт сжиженных углеводородных газов	6				10		Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
	Зачет	6						Собеседование по пройденному материалу
4	Проектирование нефтебаз и резервуарных парков	7			5	10		Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
5	Проектирование изотермических хранилищ для сжиженных углеводородных газов (СУГ)	7				14		Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
6	Проектирование газгольдеров	7				20		Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
7	Проектирование подземных нефтехранилищ и газохранилищ	7				10		Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
	Экзамен, курсовая работа	7						Собеседования по вопросам к экзамену, защита курсовой работы
	Итого: 216		48	48	9	84	35	

4.3 СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ ДИСЦИПЛИНЫ

Раздел 1. Трубопроводный транспорт нефти

Порядок проектирования магистральных трубопроводов. Состав сооружений магистральных нефтепроводов. Системы перекачки. Основное оборудование перекачивающих станций. Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций. Технологический расчет магистральных нефтепроводов. Исходные данные для технологического расчета. Основные зависимости для гидравлического расчета нефтепровода. Гидравлический уклон.

Трубопроводы с лупингами и вставками. Определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода. Характеристика нефтепровода. Уравнение баланса напоров. Определение числа перекачивающих станций. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода. Расчет нефтепровода при заданном положении перекачивающих станций. Расчет коротких трубопроводов. Изменение подпора перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти. Регулирование режимов работы нефтепровода. Режим работы нефтепровода при отключении перекачивающих станций. Выбор рациональных режимов эксплуатации магистрального нефтепровода. Нефтепроводы со сбросами и подкачками. Увеличение пропускной способности нефтепровода. Очистка трубопровода от отложений. Удаление газовых и водяных скоплений. Определение места утечки на трассе трубопровода.

Раздел 2. Трубопроводный транспорт газа

Состав сооружений и классификация магистральных газопроводов. Основные физические свойства газов. Технологический расчет магистрального газопровода. Уравнение неразрывности и уравнение движения. Изменение давления по длине газопровода. Среднее давление в газопроводе. Изменение температуры газа по длине газопровода. Необходимость охлаждения газа на КС. Влияние рельефа трассы на пропускную способность газопровода. Коэффициент гидравлического сопротивления. Коэффициент эффективности. Расчет сложных газопроводов. Типы и характеристики центробежных нагнетателей. Порядок технологического расчета магистрального газопровода. Аккумулирующая способность участка газопровода. Гидратообразование в газопроводах и борьба с ним.

Раздел 3. Трубопроводный транспорт сжиженных углеводородных газов

Трубопроводы для транспортирования СУГ, насосное оборудование для перекачки СУГ. Особенности трубопроводного транспорта сжиженных углеводородных газов.

Раздел 4. Проектирование нефтебаз и резервуарных парков

Назначение и классификация нефтебаз, основные сооружения нефтебаз, планировка территории нефтебазы, резервуарные парки нефтебаз, проектирование нефтебазы, прокладка трубопроводов на нефтебазах, водоснабжение нефтебаз, промышленная канализация на нефтебазах.

Раздел 5. Проектирование изотермических хранилищ для сжиженных углеводородных газов (СУГ)

Технология изотермического хранения сжиженных газов, конструкции наземных изотермических резервуаров, материалы для сооружения наземных изотермических резервуаров, теплоизоляция и теплопотери в изотермических резервуарах, особенности сооружения изотермических резервуаров.

Раздел 6. Проектирование газгольдеров

Назначение и классификация газгольдеров, мокрые газгольдеры, сухие газгольдеры поршневого типа, цилиндрические газгольдеры высокого давления, сферические резервуары и газгольдеры

Раздел 7. Проектирование подземных нефтехранилищ и газохранилищ

Назначение и классификация подземных газохранилищ, газохранилища в истощенных нефтяных и газовых месторождениях, газохранилища в пористых водоносных пластах, нефтегазохранилища в отложениях каменной соли, нефтегазохранилища шахтного типа, подземные хранилища, сооружаемые методом взрыва, поверхностное обустройство подземных газохранилищ, монтаж наземных сооружений нефтегазохранилищ, технико-экономические показатели подземных нефтегазохранилищ.

4.4 ТЕМЫ И ПЛАНЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ

6 СЕМЕСТР

Занятие 1 (2 ч.) Тема «Основные характеристики товарной нефти и природного газа для подачи их в систему магистральных трубопроводов»

Задание.

1. Описать характеристики товарной нефти и природного газа, а также правила приема партий продукции и правил испытаний продукции на соответствие заявленным характеристикам.
2. Рассмотреть методики определения характеристик товарной нефти и природного газа для понимания требований, которые предъявляются к партиям продукции.
3. Описать требования отбора проб нефти и природного газа для проверки их качественных характеристик во время приемо-сдаточных операций.

Указания по выполнению заданий.

1. При описании характеристик опираться на основные нормирующие качество продукции документы:

СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: Стандарт информ, 2010.– 19 с.

ТУ 39-1623-93. Нефть российская, поставляемая на экспорт. М.: ИПК Издательство стандартов, 1993. – с. 11.

ГОСТ Р 51858- 2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандарт информ, 2006.– 28 с.

2. Выбрать одну из методик определения характеристик товарной нефти и природного газа и описать ее.

3. Описать процесс отбора и транспортировки проб продукции и

оформление паспорта на партию товарной продукции.

Занятие 2 (4 ч.) Тема «Основные свойства нефти, влияющие на технологию трубопроводного транспорта»

Задание.

1. Перечислить физико-химические свойства нефтей
2. Произвести расчеты:

Задача 1. Плотность нефти при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ρ_{20} равна 870 кг/м^3 , какова плотность этой же нефти при температуре $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Задача 2. Плотность нефти при температуре $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ρ_7 равна 875 кг/м^3 , какова плотность этой же нефти при температуре $15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Задача 3. Плотность ρ_1 нефти при давлении $0,1\text{ МПа}$ равна 870 кг/м^3 . Определите ее плотность ρ_2 при давлении $6,0\text{ МПа}$ и той же самой температуре.

Задача 4. Давление P_n в начале 140-го километра участка нефтепровода $D = 820\text{ мм}$, $\delta = 10\text{ мм}$ составляет $6,2\text{ МПа}$, а P_k в конце участка $0,2\text{ МПа}$. Определить какова погрешность вычисления массы нефти ($\rho_0 = 870\text{ кг/м}^3$) в трубопроводе, если не учитывать поправку на давление (среднее давление на участке принять равным $3,1\text{ МПа}$; трубу при расчете трубу считать недеформируемой).

Задача 5. Рассчитать плотность нефти при давлении $3,1\text{ МПа}$ и температуре $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, если при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и атмосферном давлении значение ее плотности равно 875 кг/м^3 .

Задача 6. Плотность нефти при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ρ_{20} равна 870 кг/м^3 , какова плотность этой же нефти при температуре $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Задача 7. Плотность нефти при температуре $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ρ_7 равна 875 кг/м^3 , какова плотность этой же нефти при температуре $15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Задача 8. Плотность ρ_1 нефти при давлении $0,1\text{ МПа}$ равна 870 кг/м^3 . Определите ее плотность ρ_2 при давлении $6,0\text{ МПа}$ и той же самой температуре.

Задача 9. Давление P_n в начале 140-го километра участка нефтепровода $D = 820\text{ мм}$, $\delta = 10\text{ мм}$ составляет $6,2\text{ МПа}$, а P_k в конце участка $0,2\text{ МПа}$. Определить какова погрешность вычисления массы нефти ($\rho_0 = 870\text{ кг/м}^3$) в трубопроводе, если не учитывать поправку на давление (среднее давление на участке принять равным $3,1\text{ МПа}$; трубу при расчете трубу считать недеформируемой).

Задача 10. Рассчитать плотность нефти при давлении $3,1\text{ МПа}$ и температуре $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, если при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и атмосферном давлении значение ее плотности равно 875 кг/м^3 .

Задача 11. Определить кинематическую вязкость нефти, если известно, что 100 мл этой нефти вытекает из камеры вискозиметра через цилиндрический капилляр с внутренним диаметром 2 мм за 180 с .

Задача 12. Кинематическая вязкость нефти при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ равна 5 сСт , а при температуре $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ она увеличивается до 30 сСт . Определите вязкость той же нефти при температуре $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Задача 13. Рассчитать кинематическую вязкость нефти при температуре 275 К. Плотность нефти составляет 862 кг/м³. В табл. приведены значения кинематической вязкости в зависимости от температуры.

Плотность нефти, кг/м ³	Кинематическая вязкость при температуре, К, (м ² /с)×10 ⁴					Температура застывания, К
	283	293	303	313	323	
862	0,307	0,1422	0,12	0,09	0,059	273

Задача 14. Определить вязкость сепарированной нефти при температуре 73 °С, если известна ее плотности при температуре 20 °С в поверхностных условиях, равная 919 кг/м³.

Задача 15. Рассчитать динамическую вязкость нефти, если давление насыщения уменьшилось от 14,2 до 2 МПа (при температуре 42 °С) с соответствующим уменьшением газонасыщенности от 68,2 до 10 м³/м³ и последующим охлаждением нефти на 18 °С. Известно, что вязкость сепарированной нефти при 20 и 50 °С соответственно составляет 23,6 и 8,3 мПа×с.

Задача 16. Рассчитать кинематическую вязкость смеси нефти вязкостью 43,1 мм²/с с плотностью 850 кг/м³ с 10% об. с бензиновыми отгоном вязкостью 1 мм²/с и плотностью 750 кг/м³.

Задача 17. Рассчитать теплоемкость сепарированных нефтей разных продуктивных горизонтов А и В при температуре 20 °С, если их плотности 862 и 815 кг/м³.

Задача 18. Определить давление насыщенных паров нефти при температуре 283 К, если известны значения этих давлений при двух температурах $P_s(313) = 111,72$ кПа и $P_s(278) = 29,4$ кПа.

Задача 19. Рассчитать продолжительность нагрева нефти до температуры, обеспечивающей ее вытеснение из трубопровода диаметром 273×8 мм и длиной 10 км под максимальным давлением, которое развивают насосы, $P = 5$ МПа. Зависимость начального напряжения сдвига нефти от температуры имеет вид $\tau_n = 5,8 \times \exp[-0,025(T-293)]$, н/м². Нефтепровод покрыт тепловой изоляцией из пенополиуретана ППУ – 30 с характеристиками: $\lambda_2 = 0,052$ Вт/(м×К); $C_{p2} = 780$ Дж/(кг×К); $\rho_2 = 130$ кг/м³. Необходимая линейная мощность электроподогрева $q_{\text{л}} = 57,6$ Вт/м. Температура окружающей среды T_o равна 252 К. Плотность нефти при температуре 293 К равна 885 кг/м³.

Задача 20. Необходимо определить длину и объем области смесеобразования при контакте двух нефтей при их последовательной перекачке по трубопроводу с внутренним диаметром 800 мм и протяженностью 700 км. Коэффициент λ гидравлического сопротивления принять равным 0,027.

Задача 21. По участку нефтепровода длиной $L = 125$ км и диаметром 820×10 мм, шероховатостью стенки трубопровода $D = 0,25$ мм, ведется перекачка двух нефтей: №1 – вытесняемой нефти со следующими характеристиками: $\rho_1 = 890$ кг/м³; $\nu_1 = 25$ сСт и №2 – вытесняющей нефти со следующими характеристиками: $\rho_2 = 920$ кг/м³; $\nu_2 = 40$ сСт. Перекачка ведет так, что давление на выходе станции равно 6,2 МПа. Необходимо рассчитать расход перекачки в момент когда граница контакта между вытесняющей и

вытесняемой нефтями находится в 40 км от станции, если высотные отметки начала и конца участка равны 50 и 120 м, соответственно, а зоны контакта нефтей – 80 м. Давление в конце участка трубопровода равно 0,5 МПа. Принять, что самотечные участки в трубопроводе отсутствуют, а потерями в местных сопротивлениях пренебречь.

Указания по выполнению заданий.

Физико-химические свойства нефтей, характеризующие возможность транспортировки по трубопроводу, зависят от их состава. Основную массу нефти составляют углеводороды (более 98%), доля других компонентов – смол, асфальтенов, солей, механических примесей, воды и др. незначительна. Количественное соотношение между парафиновыми, нафтеновыми или ароматическими углеводородами и другими компонентами определяет свойства нефти, которые необходимо учитывать при товарно-учетных операциях (плотность, сжимаемость, коэффициент температурного расширения и др.), перекачки (вязкость, напряжение сдвига, температура застывания, теплоемкость, теплопроводность, давление насыщенных паров и др.).

Параметры режимов транспортировки нефти по трубопроводу определяются, главным образом, плотностью и вязкостью нефти, а также зависимостью этих ее характеристик от температуры и давления.

Плотность нефти – масса нефти в единице объема. При изменении температуры плотности нефти изменяется: при повышении температуры она уменьшается, при понижении температура увеличивается. Зависимость плотности ρ (кг/м³) нефти от температуры T (°C) определяется формулой:

$$\rho(T) = \rho_{20} [1 + \alpha(20 - T)]$$

где ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20 °C; α – коэффициент объемного расширения, 1/°C. Значение коэффициента α представлено в табл.

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

При изменении давления плотность нефти также изменяются. Несмотря на то, что нефти являются слабо сжимаемыми жидкостями, изменение их плотности при изменении давления всё же имеется. Плотность нефти при увеличении давления возрастает, об уменьшении давления – убывает. Изменения плотности малы по сравнению с номинальным значением. Соответствующие поправки необходимо учитывать при приемо-сдаточных операциях, а также при расчетах волновых процессов в нефтепроводах.

Зависимость плотности нефти от давления P (Па) определяется формулой: $\rho(P) = \rho_0 [1 + b(P - P_0)]$

где ρ_0 – плотность нефти при стандартных условиях (атмосферном давлении P_0 и температуре 20°C); β – коэффициент сжимаемости нефти, $1/\text{Па}$. Среднее значение коэффициента β составляет $0,00078 \text{ Па}^{-1}$.

Для вычисления поправок к плотности на давление используют также модуль упругости K (Па) нефти, который равен $1/\beta$. Тогда формула записывается в виде:
$$\rho(P) = \rho_0 \left[1 + \frac{(P - P_0)}{K} \right]$$

Среднее значение модуля упругости нефти составляет $K \approx 1,3 \times 10^9 \text{ Па}$.

В тех случаях, когда одновременно отклоняются от номинальных значений и температура и давление, плотность нефти при заданном давлении и температуре можно рассчитывать по формуле:

$$\rho(P, T) = \rho_0 \left[1 + \alpha(20 - T) + \frac{(P - P_0)}{K} \right]$$

Вязкость нефти является одной из фундаментальных характеристик этой жидкости. Рассмотрим рис.1, на котором представлен фрагмент потока нефти. Стрелочками изображены скорости отдельных слоев течения. Пусть $d\sigma$ – площадка между соседними слоями нефти. Если ввести ось y , перпендикулярную к этой площадке, то распределение скоростей течения в окрестности рассматриваемой площадки будет иметь вид $u = u(y)$, а разность скоростей соседних слоев жидкости, отнесенная к расстоянию между ними (градиент скорости), выражается производной du/dy . Эта производная определяет величину γ , называемую скоростью сдвига слоев нефти относительно друг друга, т.е. $\gamma = du/dy \text{ (с}^{-1}\text{)}$.

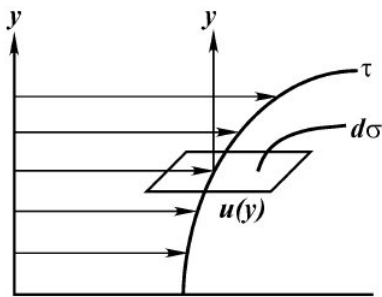


Рисунок – К определению закона вязкого трения

Существование относительной скорости вызывает трения между слоями нефти. Для характеристики силы трения, используется величина τ , называемая касательным напряжением трения. Это величина определяется как отношение силы трения $dF_{\text{тр}}$ между слоями нефти, разделенными площадкой, к площади $d\sigma$ этой площадки: $\tau = dF_{\text{тр}}/d\sigma$. Эксперименты показывают, что для ряда жидкостей, в том числе и многих нефтей, касательное напряжение τ

пропорционально градиенту скорости du/dy между слоями: $\tau = \mu \frac{du}{dy}$, То есть

напряжение трения тем больше, чем больше скорость сдвига слоев жидкости относительно друг друга. Жидкости, для которых справедлив закон называются *ньютоновскими вязкими жидкостями*. Коэффициент пропорциональности μ в законе (5) вязкого трения называется *коэффициентом динамической вязкости*. Данный закон одинаков для всех

вязких жидкостей, но входящий в него коэффициент μ различен, именно он характеризует индивидуальное свойство жидкости, называемое вязкостью.

Коэффициент кинематической вязкости ν нефти определяется как отношение коэффициента динамической вязкости жидкости к плотности этой жидкости: $\nu = \mu/\rho$ (Ст). Вязкость маловязких нефтей может составлять 5 – 15 сСт; вязких – 15 – 35 сСт; но существуют нефти с вязкостью 50 – 100 сСт.

Кинематическая вязкость ν нефтей зависит от температуры T , т.е. $\nu = \nu(T)$. При повышении температуры вязкость уменьшается, при повышении – увеличивается. Для расчета зависимости кинематической вязкости от температуры можно использовать формулу Рейнольдса – Филонова:

$$\nu(T) = \nu_0 e^{-k(T - T_0)}$$

где ν_0 – кинематическая вязкость жидкости при температуре T_0 ; k – опытный коэффициент, $1/K$. Формула (6) отражает тот факт, что с изменением температуры вязкость нефти изменяется экспоненциально (рис.2). [1, 6]

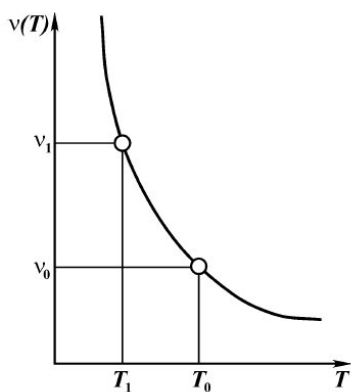


Рисунок – Зависимость вязкости нефти от температуры

Для того, чтобы воспользоваться формулой, необходимо знать либо коэффициент k , либо вязкость ν_1 той же жидкости еще при одной температуре T_1 . Тогда этот коэффициент находится по формуле: $k = \frac{\ln(\nu_0/\nu_1)}{(T_1 - T_0)}$.

Теплоемкость нефтей является особенно важной характеристикой для тех из них, которые можно транспортировать по трубопроводам только с предварительным подогревом. Повышение температуры снижает вязкость нефти и позволяет сделать ее пригодность для перекачки. Количество энергии, которое необходимо затратить для нагревания нефти, зависит от её теплоемкости. *Теплоемкостью C вещества*, как известно, называют количество теплоты, которое нужно передать единице массы этого вещества, чтобы повысить его температуру на 1° Цельсия или Кельвина. Для большинства нефтей теплоемкость C лежит в пределах 1500 – 1200 Дж/(кг×К) или 350 – 600 кал/(кг×К), учитывая что 1 кал = 4,1868 Дж.

Для того, чтобы повысить температуру объема V нефти, имеющей плотность ρ , от значения T_1 до значения T_2 необходимо затратить количество Q_T энергии, равное: $Q_T = \rho C(T_2 - T_1)V$.

В данном уравнении предполагается, что $C = \text{const}$. Однако эта величина, строго говоря, не является постоянной, а зависит от температуры нефти. Для расчета теплоемкости C часто используют формулу Кrego:

$$C(T) = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T),$$

где ρ_{293} – плотность нефти при 293 К (или 20 °C), кг/м³; T – абсолютная температура, К. [1, 6]

Теплопроводность нефтей определяет перенос энергии от более нагретых участков неподвижно нефти к более холодным. Количество q тепловой энергии (Т/м²), переносимой в единицу времени через площадку, перпендикулярную к оси X и имеющую единичную площадь, обычно удовлетворяет закону теплопроводности Фурье: $q = -\lambda_T \frac{\partial T}{\partial X}$,

где λ_T – коэффициент теплопроводности, Вт/(м×К). Этот коэффициент для нефтей находится в интервале 0,1 – 0,2 Вт/(м×К). В диапазоне температур 273 – 473 К коэффициент λ_T можно рассчитать по формуле Кrego – Смита:

$$\lambda_T = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T).$$

Давление насыщенных паров (ДНП) является важным показателем не только содержание легких углеводородов в нефти и ее испаряемости, но и безопасности при транспортировке и хранении в резервуарах нефтеперекачивающих станций и нефтебаз. ДНП – это давление насыщенных паров транспортируемой нефти над ее поверхностью в замкнутом пространстве (резервуаре, полости трубопровода), находящихся в термодинамическом равновесии с жидкостью при данной температуре. ДНП оказывает влияние на образование паровых пробок в трубопроводах, на значение потерь от испарения при закачке нефти в резервуары и хранении в них, на глубину переработки и выход фракций. [1, 6]

Абсолютное давление паров P в газовой полости трубопровода или резервуара складывается из суммы парциальных давлений P_i углеводородов, входящих в состав нефти: $P = \sum P_i = \sum y_i P_{si}(T)$,

где y_i – молекулярная концентрация i – го углеводорода в нефти.

Для чистых углеводородов зависимость давления насыщенных паров $P_s(T)$ от температуры T описывается термодинамическим уравнением

Клапейрона – Клаузиуса: $\frac{\partial P_s(T)}{\partial T} = \frac{r_{исп}}{T(V_{п} - V_{ж})},$

Где $r_{исп}$ – молярная энтальпия испарения, Дж/(моль×град); $V_{п}$, $V_{ж}$ – молярные объемы соответственно пара и жидкости, м³/моль.

При незначительном изменении отношения молярной энтальпии испарения к разности коэффициентов сжимаемости пара и жидкости от температуры, интегрирование уравнения (12) приводит к соотношению: $\ln P_s(T) = A + B/T$, где A и B – постоянные коэффициенты.

Ввиду сложного состава нефти рассчитывать давление насыщенных паров теоретически затруднительно, поэтому на практике его определяют экспериментально.

В случае если известны два значения ДНП при двух температурах, то из (13) легко найти значение B и рассчитать значение $P_s(T)$ в интервале температур от T_1 до T_2 .

Давление насыщенных паров измеряется по методу Рейда в соответствии с требованиями [5]. В документы о качестве нефти записывается ДНП, измеренное при строго определенной температуре 37,8 °C (100 °F), что позволяет сравнивать различные нефти по этому показателю.

Температура застывания имеет важное значение при осуществлении технологических операций с нефтью, например при определении времени безопасной остановки перекачки для проведения ремонтных работ. Так как нефти являются смесью различных углеводородов, то у них переход из жидкого состояния в твердое происходит постепенно в некотором интервале температур. Чем ближе фактическая температура нефти к ее температуре застывания, тем больше энергозатрат требуется на ее перемещение. На температуру застывания сильное влияние оказывают содержащиеся в нефти парафины, асфальтосмолистые вещества, а также предварительная термообработка. Температурой застывания считается температура, при которой охлаждаемая в пробирке нефть не изменяет уровня при наклоне пробирки на 45° в течение 1 мин.

При отсутствии экспериментальных данных о температурах застывания T_3 можно воспользоваться расчетной формулой для известной вязкости при температуре 50 °C, сСт:
$$T_3 = \frac{-4,254(\ln n_{50})^2 + 48,347' \ln n_{50} - 59,5}{1 + 0,184' \ln n_{50}}$$

Для снижения температуры застывания нефтей применяют депрессорные присадки. Например, применение депрессорной присадки на основе сополимера этилена с винилацетатом, разработанной специалистами ОАО «Северные магистральные нефтепроводы» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, на магистральном нефтепроводе Уса – Ухта позволило снизить температуру перекачиваемой нефти от 4 – 6 до минус 8 – 10 °C.

При охлаждении нефти в процессе транспортировки по магистральным нефтепроводам возможно образование пространственной структуры или выпадение в осадок отдельных компонентов, например кристаллов парафина. Эти явления создают значительные трудности при эксплуатации магистральных трубопроводов и их оборудования, вследствие запарафинивания и уменьшения сечения трубопровода, увеличения гидравлического сопротивления, забивания фильтров на нефтеперекачивающих станциях, выпадение осадка в резервуарах и др. Содержание парафинов в нефтях отдельных месторождений может достигать 40%.

Занятие 3 (4 ч.) Тема «Проектирование и эксплуатация трубопроводов в горных условиях»

Задание.

1. Опираясь на основные регламентирующие документы описать особенности при проектировании трубопроводов в горных условиях, а также кратко описать процесс строительства и испытания трубопроводов.

2. Произвести расчеты параметров трубопровода при действии различных продольных и поперечных нагрузок;

3. Рассмотреть вопросы соблюдения безопасности при строительстве трубопроводов в горных условиях.

Указания по выполнению заданий.

1. При проектировании трубопроводов в горных условиях опираются на следующую нормативную базу:

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.05 – 85* «Магистральные нефтепроводы»;

СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»);

СП 34-112-97 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Комплексная технология и организация»;

РД 93.010.00-КТН-114-07 Правила производства и приемки строительно-монтажных работ и др.

2. Произвести расчет продольного перемещения подземного трубопровода, расчет надземного перехода с компенсатором и расчет прочности надземного бескомпенсаторного перехода трубопровода.

3. Кратко описать подготовительные работы на трассе трубопровода в горных условиях, земляные работы и сварочно-монтажные и изоляционно-укладочные работы на трассе трубопровода.

Занятие 4 (4 ч.) Тема «Особенности технологии заполнения магистрального трубопровода нефтью»

Задание.

1. Описать технологические операции, необходимых для заполнения магистрального трубопровода нефтью.

2. Произвести расчет основных характеристик системы при заполнении магистрального трубопровода нефтью по методикам для теплового и гидравлического расчетов трубопровода.

Задача 1. По «горячему» трубопроводу, проложенному подземно, планируется транспортировать подогретую нефть на расстояние 93 км. Известно, что на 23 км преобладают глины плотностью 1280 км/м^3 и влажностью 18 %, на 11,5 км – суглинки плотностью 1670 км/м^3 и влажностью 15 %, на 18,5 км – супеси плотностью 1200 км/м^3 и влажностью 11 %, на 40 км – песок плотностью 1540 км/м^3 и влажностью 8 %. Для заданных условий необходимо определить расчетное значение коэффициента теплопроводности.

Задача 2. Необходимо определить начальную температуру жидкости T_0 для прогрева системы «трубопровод – грунт», если в конце участка трубопровода температура должна быть равной 290 К. Длина участка трубопровода составляет 50 км, диаметр магистрального трубопровода равен 820 мм, расход греющей жидкости G составляет 510 кг/с, температура грунта

278 К, удельная теплоемкость c_v составляет 1900 Дж/(кг×К), коэффициент теплопередачи K составляет 3,2 Вт/(м²×К).

Задача 3. На основании данных, приведенных в задаче 2 и полученного результата требуется вычислить потери полного напора при перекачке греющей жидкости. Параметр термовязкограммы $a = 0,042 \text{ К}^{-1}$, плотность $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, коэффициент теплопередачи $K = 3,2 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$. При температуре 293 К вязкость греющей жидкости $\nu_* = 0,9 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.

3. Рассмотреть требования промышленной и экологической безопасности к проведению операции по заполнению трубопровода нефтью.

Указания по выполнению заданий.

1. Описать и привести схемы различных способов прогрева системы «трубопровод – грунт»: прямой, обратный, челночный и встречный.

2. Перечислить общие требования к операции заполнения трубопровода нефтью.

Общие сведения. Течение нефти в подземном нефтепроводе описывается системой дифференциальных уравнений движения и энергии для нефти и теплопроводности для стенки трубы, тепловой и противокоррозионной изоляции и грунта. Указанная система уравнений представляет собой математическое выражение основных законов движения сплошной среды: сохранения импульса, массы и энергии.

Приведем вид уравнений для случая одномерного стационарного течения жидкости в трубопроводе.

Уравнение движения представляет собой вид:

$$dP = l_r \frac{v^2 D_r}{2D_0} dz + g r dh, \quad (1)$$

где P – давление; λ_r – коэффициент гидравлического сопротивления; V – скорость течения нефти в трубопроводе; ρ – плотность нефти; D_r – поправочный коэффициент; D_0 – диаметр трубопровода; z – продольная координата; g – ускорение свободного падения; h – абсолютная отметка оси трубопровода.

Вводя вместо давления напор $H = P/\rho g$, уравнение (1) можно представить в виде:

$$dH = l_r \frac{v^2 D_r}{2g D_0} dz + dh. \quad (2)$$

Вместо (2) также используется запись уравнения движения в форме Л. С. Лейбензона, если учесть, что $\lambda_r = A/\text{Re}^m$, тогда:

$$dH = \bar{b} \frac{Q^{2-m_n m}}{D_0^{5-m}} D_r dz + dh. \quad (3)$$

Значения величин m , A и β , входящих в уравнение (3), зависят от режима течения нефти и получили название обобщенных коэффициентов формулы Лейбензона.

Уравнение неразрывности имеет вид [12]:

$$\frac{dr V}{dz} = 0. \quad (4)$$

Уравнение энергии имеет вид [1]:

$$V \frac{dT}{dz} = \frac{V}{r g c_m} \cdot \frac{dP}{dz} - \frac{2pR_0}{r F c_m} \cdot l_1 \left. \frac{dT_1}{dr} \right|_{r=R_0}, \quad (5)$$

где F – площадь сечения трубопровода, λ_1 и T_1 – соответственно коэффициент теплопроводности и температура стенки трубы; r – текущий радиус.

Уравнение энергии представляет собой баланс тепла для элементарного участка нефтепровода. Первое слагаемое правой части характеризует тепло, выделяемое при совершении работы трения, а второе соответствует теплотерям в окружающую среду.

Для определения теплотер нефтепровода во внешнюю среду к системе (1) – (5) необходимо добавить уравнения передачи тепла в окружающей среде (стенка трубы, тепловая изоляция, грунт). Принимая схему «эквивалентной» теплопроводности, т. е. считая, что передача тепла в дисперсных средах (грунт, теплоизоляция) осуществляется преимущественно кондуктивной теплопроводностью, а влияние влаго- и массообмена учитывается при определении эффективного коэффициента теплопроводности материала, имеем представленную ниже систему дифференциальных уравнений теплопередачи во внешней среде.

Уравнение передачи тепла через цилиндрические слои (стенка трубы, тепловая изоляция и т. д.) имеет вид [1]:

$$\frac{d}{dr} \left(\frac{\lambda_i}{r} \right) (T_i) r \frac{dT_i}{dr} = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, N) \quad (6)$$

Уравнение передачи тепла в грунте имеет вид:

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{\lambda_{гр}}{r} \right) (T_{гр}) \frac{dT_{гр}}{dx} + \frac{d}{dy} \left(\frac{\lambda_{гр}}{r} \right) (T_{гр}) \frac{dT_{гр}}{dy} = 0. \quad (7)$$

Связь приведенных уравнений обеспечивается с помощью условий сопряжения:

$$l_i \frac{dT_i}{dr} = -a_1 (T - T_1) \text{ при } r = R_0; \quad (8)$$

$$T_i = T_{i+1} \quad (i = 1, 2, \dots, N - 1) \text{ при } r = R_i; \quad (9)$$

$$l_i \frac{dT_i}{dr} = l_{i+1} \frac{dT_{i+1}}{dr} \quad (i = 1, 2, \dots, N - 1) \text{ при } r = R_i; \quad (10)$$

$$T_N = T_{гр} \text{ при } r = R_N; \quad (11)$$

$$l_N \frac{dT_N}{dr} = l_{гр} \frac{dT_{гр}}{dr} \text{ при } r = R_N. \quad (12)$$

Кроме того, необходимо знать граничные условия:

$$l_{гр} \frac{dT_{гр}}{dy} = -a_{в.о.} (T_{в.о.} - T_{гр}) \text{ при } y = 0; \quad (13)$$

$$T_{гр} = T_{ест} \text{ при } x \in \mathbb{R}, y \in \mathbb{R}; \quad (14)$$

$$l_{гр} \frac{dT_{гр}}{dx} = 0 \text{ при } x = 0 \text{ и } x = h_0 + R_N; \quad (15)$$

$$T = T_n \text{ при } z = 0; \quad (16)$$

$$P = P_n (H = H_n) \text{ при } z = 0. \quad (17)$$

В приведенных уравнениях приняты следующие обозначения: λ_i , T_i – соответственно коэффициент теплопроводности и температура i -го

цилиндрического слоя (стенка трубы, тепловая изоляция и т. д.); N – число цилиндрических слоев; x, y – декартовы координаты; $\lambda_{гр}$, $T_{гр}$ – соответственно коэффициент теплопроводности и температура грунта; α_1 – коэффициент теплоотдачи от нефти к стенке трубы; $\alpha_{в.о.}$ – обобщенный коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух; $T_{в.а}$ – эквивалентная температура воздуха; $T_{ест}$ – температура грунта в естественном тепловом состоянии; T_n , ρ_n , H_n – соответственно температура, давление и напор нефти на входе в трубопровод.

Система уравнений (1) – (17) в рамках принятых допущений достаточно полно описывает установившееся течение вязкой подогретой жидкости по подземному трубопроводу.

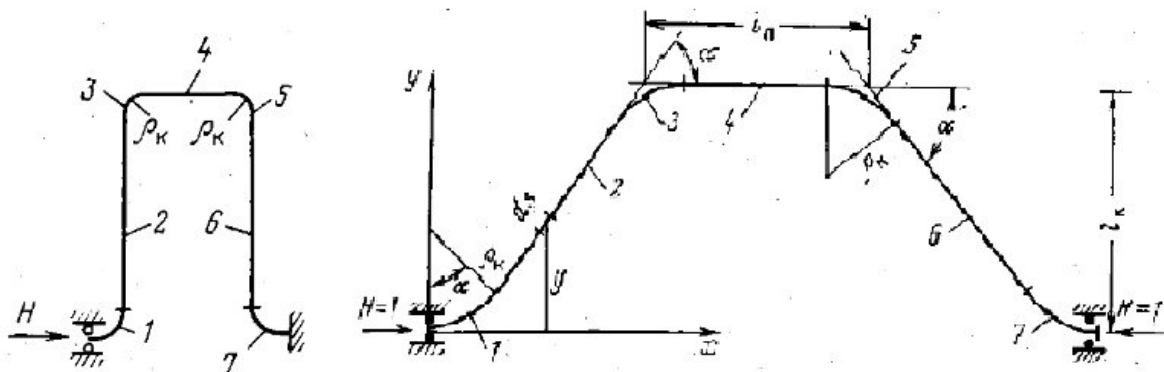
Занятие 5 (2 ч.) Тема «Особенности сооружения переходов магистральных трубопроводов через преграды»

Задание.

1. Описать общие сведения о сооружениях переходов магистральных трубопроводов через преграды, а именно надземных, подземных и подводных переходов.

2. Произвести расчеты параметров переходов магистральных трубопроводов через различные виды преград:

Задача 1. Необходимо произвести сравнительный расчет компенсирующей способности двух компенсаторов – трапецеидального и П-образного, выполненных из труб размером – диаметр наружный $D_n = 1420$ мм, толщина стенки $\delta = 16,5$ мм, с применением отвода $r_n = 5D_n = 7100$ мм. Геометрические размеры компенсаторов: вылет компенсаторов $l_k = 22$ м, длина полки $l_n = 9$ м, для трапецеидального компенсатора угол поворота $\alpha = 45^\circ$ ($\alpha = \pi/4$). Все принятые геометрические параметры компенсатора представлены на рис.



Задача 2. Проверим прочность надземного бескомпенсаторного перехода трубопровода без специальных опор пролетом в свету 32 м. Примыкающие участки к переходу – подземные. Модуль деформации грунта $E_{гр} = 2000$ Н/см², коэффициент Пуассона грунта $\mu_{гр} = 0,2$. Трубопровод выполнен из труб размером – диаметр наружный $D_n = 1420$ мм, толщина стенки $\delta = 16,5$ мм, имеющих временное сопротивление $S_{вр} = 600$ МПа и предел текучести $S_T = 470$ МПа. Трубопровод относится к участку III категории. Интенсивность расчетной вертикальной нагрузки $q = 100$ Н/см. Рабочее давление в

трубопроводе $P = 7,5$ МПа, положительный перепад температур $Dt = 60$ °С.

3. Рассмотреть основные мероприятия по охране окружающей среды, технике безопасности и охране труда при сооружении переходов трубопроводов.

Указания по выполнению заданий.

1. Привести классификацию надземных трубопроводных переходов.
2. Изобразить схемы переходов через естественные препятствия: однопролетный балочный переход; арочный переход; многопролетный балочный переход с компенсатором; трапецеидальный переход; вантовый переход; висячий переход; переход в виде самонесущей провисающей нити.
3. Изобразить схему метода прокалывания.
4. Изобразить схему выполнения продавливания.
5. Изобразить схему подводного перехода трубопровода.
6. При расчетах следует опираться на следующие нормативные источники: РД 23.040.00-КТН-110-07. Руководящий документ. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: АК «Транснефть», 2007; СП 34-112-97 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Комплексная технология и организация»; СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85*); ФАУ «ФЦС», 2012. – 93; СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»).

7 СЕМЕСТР

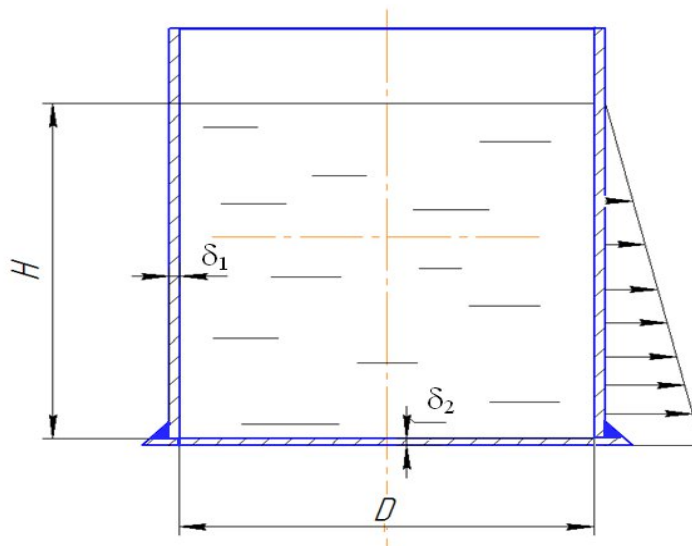
Занятие 1 (8 ч.) Тема «Проектирование и эксплуатация нефтяных резервуаров».

Задание.

1. Обозначить основные регламентирующие документы при проектировании резервуаров, а также описать и конструктивного исполнения, типов и оборудования, обеспечивающего безопасный процесс эксплуатации.

2. Произвести расчеты параметров резервуара и его оборудования, входящих в процесс проектирования объекта.

Задача 1. Определить основные размеры вертикального цилиндрического резервуара. На рис. показан вертикальный резервуар и эпюра давления от жидкости вдоль стенки. Резервуар находится под постоянным давлением дыхательного клапана (2000 Н/м^2), которое, согласно закону Паскаля, передается во все точки резервуара без изменения. Стенки дополнительно воспринимают давление жидкости, которое изменяется от высоты H и определяется по формуле: $P = \rho \cdot g \cdot H$, где ρ – плотность нефти, кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения, равное $9,8 \text{ м/с}^2$.



Для резервуара вертикального стального марки РВС – 1000 с высотой наполнения 8 м и плотностью нефти, равной 900 кг/м^3 , избыточное давление у основания составит 70560 Н/м^2 . Если учесть наличие дыхательного клапана, поддерживающего давление испарившегося топлива 2000 Н/м^2 , то общее расчетное избыточное давление у основания резервуара составит 72560 Н/м^2 .

Задача 2. Расчитать стенки резервуара на прочность с учетом хрупкого разрушения при следующих исходных данных: резервуар РВС-10000; высота стенки $H = 11,92 \text{ м}$; радиус резервуара $r = 17,1 \text{ м}$; избыточное давление $P_{\text{и}} = 0,002 \text{ МПа}$; плотность нефти $\rho = 917,4 \text{ кг/м}^3$; материал – сталь углеродистая, обыкновенного качества марки СтЗкп (кп – кипящая, наименее раскисленная); расчетное сопротивление (предел выносливости материала) $\sigma_{\text{в}} = 360 \text{ МПа}$.

3. Рассмотреть вопросы промышленной и экологической безопасности, а также требований к проведению наиболее ответственных операций при эксплуатации резервуаров, а именно приему, хранению и отпуску нефти.

Указания по выполнению заданий.

Для выполнения проекта резервуарного парка необходимо руководствоваться следующими государственными нормами проектирования:

РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом $1000\text{-}50000 \text{ м}^3$ »;

СТО-СА-03-002-2009 «Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;

ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»;

СП 157.1328500.2014 «Правила технологического проектирования нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов»;

СНИП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».

При проектировании резервуаров для хранения нефти необходимо учитывать следующие особенности [12]:

1. Резервуарный парк (общий объем резервуаров) должен обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и сортов нефти.

2. Выбор типа резервуара для хранения нефти должен быть обоснован технико-экономическим расчетом в зависимости от климатических условий, условий эксплуатации и характеристики нефти, а также с учетом максимального снижения потерь.

3. Трубопроводные коммуникации должны обеспечивать одновременный прием и отгрузку нефти без смещения и потери качества.

4. Емкость и число резервуаров в составе резервуарного парка нефтебазы определяется с учетом:

грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефти;

однотипности по конструкции и единичной вместимости резервуаров;

обеспечения не менее двух резервуаров на каждый сорт нефти.

5. Для хранения нефти применяются наземные металлические резервуары типа РВС, или резервуары, оборудуемые понтонами (РВСП), или резервуары, оборудуемые плавающими крышами (РВСПК).

6. Тип оборудования, устанавливаемого на резервуаре, его размеры и число комплектов выбирают в зависимости от хранимого продукта и производительности наполнения и опорожнения резервуара.

Дыхательная арматура выбирается в зависимости от типа резервуара и хранимой нефти:

на резервуарах с понтоном для приема и хранения нефти с давлением насыщенных паров свыше 21 атм (200 мм. рт. ст) и температурой застывания ниже 0 °С устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями;

на резервуарах без понтона для приема и хранения нефти с давлением насыщенных паров свыше 21 атм (200 мм. рт. ст), устанавливать дыхательную и предохранительную арматуру с огнепреградителем;

Пропускная способность дыхательной арматуры определяется в зависимости от максимальной подачи нефти при наполнении (опорожнении) резервуара (табл.) с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

Вместимость резервуара	Диаметр приемораздаточного патрубка, мм	Максимальная производительность наполнения (опорожнения), м ³ /ч	
		нефти малой и средней плотности	нефти большой плотности
1000	250	450	300
2000	300	600	400
3000	300	600	400
5000	500	1500	1100
10000	500	3500 – 4000	-

7. Подача нефти при наполнении (опорожнении) резервуаров с понтоном (плавающей крышей) должна соответствовать максимальной допустимой скорости подъема (опускания) понтона (плавающей крыши) равной – 2,5 м/ч для резервуаров более 1000 м³. При этом скорость понтона (плавающей крыши) при сдвиге не должна превышать 2,5 м/ч.

8. Выбор диаметра технологического трубопроводов должен производиться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемой нефти, а также рекомендуемых оптимальных скоростей. Прокладку технологических трубопроводов нефтебаз, располагаемых в районах с сейсмичностью 8 баллов и более предусматривать только надземной.

9. Трубопроводы, предназначенные для перекачки вязких и застывающих нефтей должны оснащаться системой путевого подогрева (горячей водой, паром, ленточными электронагревателями) и тепловой изоляцией из негорючих материалов, защищенной от механических разрушений кожухом. Температура подогрева вязких нефтей не должна превышать 90 °С, а для масел – 60 °С. Температура подогрева должна быть ниже температуры вспышки паров нефти не менее, чем на 25 °С.

Занятие 2 (8 ч.) Тема «Проектирование и эксплуатация оборудования товарных резервуаров для хранения нефти».

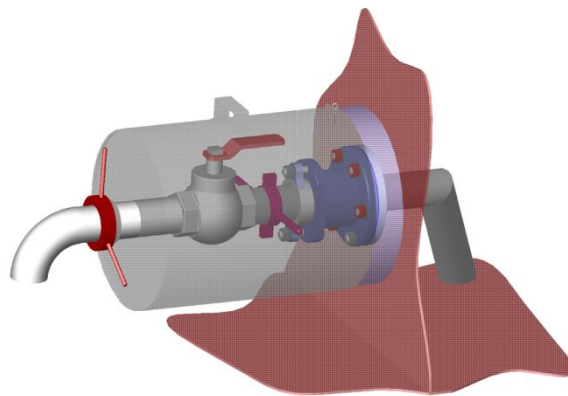
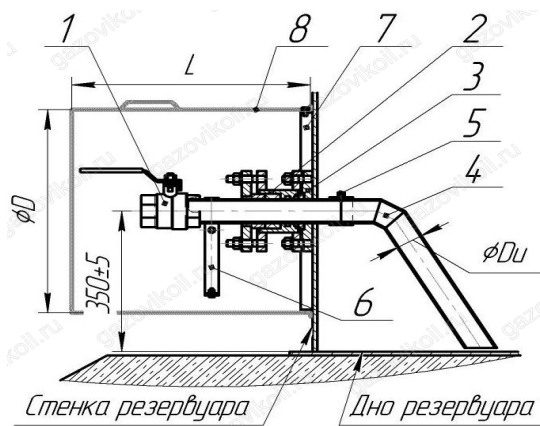
Задание.

1. Привести общие сведения о резервуарах для хранения нефти и применяемом оборудовании.
2. Рассчитать на выбор одно из оборудования товарных резервуаров.
3. Описать требования промышленной безопасности при эксплуатации товарных резервуаров для нефти.

Указания по выполнению заданий.

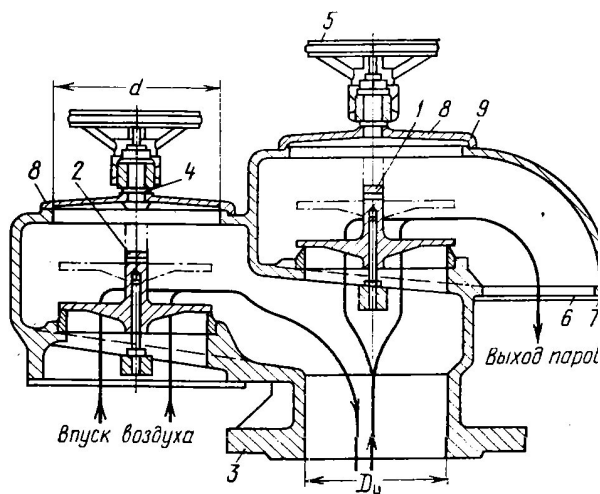
1. Описать назначение и схематично изобразить конструкцию нефтяного товарного резервуара.
2. Перечислить оборудование для:
 - 1) наполнения и опорожнения резервуара;
 - 2) измерения уровня нефти;
 - 3) отбора проб нефти;
 - 4) поддержания давления в резервуаре в безопасных пределах;
 - 5) отстоя нефти и удаления подтоварной воды;
 - 6) зачистки и ремонта резервуаров.

Общие сведения. Сифонный кран 8 служит для удаления из резервуара свободной воды (в резервуарах для предварительного сброса воды). Сифонные краны выпускаются двух типов: СК-50 для резервуаров емкостью до 4000 м³ и СК-80 для резервуаров большей емкости с проходными сечениями соответственно 50 и 80 мм (рис. 4). В процессе эксплуатации сифонный кран осматривают каждый раз перед спуском воды, но не реже двух раз в месяц. Угловой патрубок сифонного крана в нерабочем состоянии должен находиться в горизонтальном положении.



Кран сифонный: 1 – кран шаровый; 2 – сальниковое уплотнение; 3 – фланец приварной; 4 – отвод; 5 – болт фиксирующий; 6 – ручка; 7 – кольцо кожуха защитного; 8 – кожух защитный [10]

Ответственным элементом резервуарного оборудования является *дыхательный клапан*. Он предназначен для выпуска воздуха с парами нефти при заполнении резервуара и ввода воздуха внутрь при его опорожнении. Дыхательный клапан (рис. 5) состоит из корпуса 3, клапана давления 1, клапана вакуума 2 и вспомогательных элементов.



Дыхательный клапан: 1 – клапан давления; 2 – клапан вакуума; 3 – корпус клапана; 4 – откидной болт; 5 – маховики; 6 – сетка; 7 – обойма сетки; 8 – крышка; 9 – прокладка [10]

Дыхательный клапан работает следующим образом. При повышении давления внутри резервуара сверх расчетного клапан 1 открывается и сбрасывает в атмосферу избыток паров нефти и газа, а при понижении давления открывается клапан 2 и в резервуар поступает воздух. Клапаны 1 и 2 отрегулированы на определенные давление и вакуум. Над ними имеются съемные люки 8, через которые они вынимаются для осмотра и ремонта.

Исправному состоянию дыхательных клапанов и правильной их эксплуатации должно уделяться особое внимание со стороны обслуживающего персонала. В зимнее время в результате конденсации паров влаги на тарелках и седлах может произойти примерзание клапана к седлу. В

настоящее время созданы непримерзающие дыхательные клапаны путем нанесения на детали покрытия из пленки фторопласт-4.

Для повышения надежности на резервуарах устанавливается гидравлический предохранительный клапан. Он имеет то же назначение, что и дыхательный, но срабатывает только при предельно допустимых значениях давления или вакуума в резервуаре, например в случае неисправности дыхательного клапана.

Гидравлические предохранительные клапаны (рис. 6) выпускаются с диаметром условного прохода до 350 мм. Основным элементом этих клапанов является гидравлический затвор, образованный залитой на дно корпуса 3 рабочей жидкостью 2 (трансформаторным маслом) и колпаком 1. При повышении давления внутри резервуара масло в гидравлическом затворе вытесняется из внутреннего кольцевого пространства во внешнее до тех пор, пока уровень его не опустится до нижнего обреза колпака, после чего газовоздушная смесь может выходить в атмосферу. При вакууме в резервуаре масло в гидравлическом затворе вытесняется во внутреннее кольцевое пространство. Для залива и слива масла предусматриваются воронка и сливное отверстие с пробкой в нижней части клапана, а для контроля уровня масла во время эксплуатации клапан снабжается щупом.

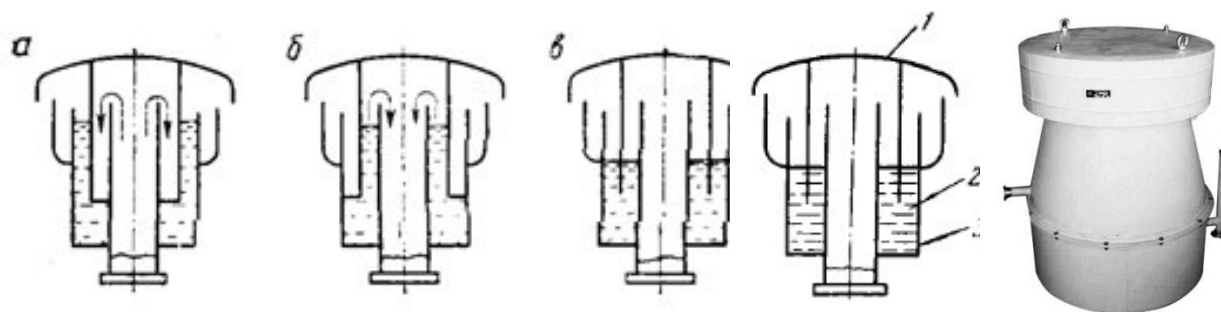
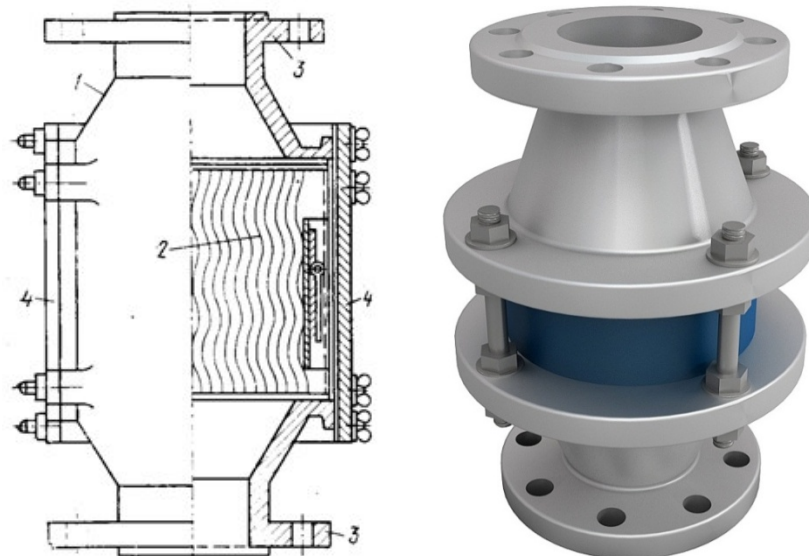


Схема работы гидравлического предохранительного клапана:

а – в резервуаре избыточное давление ; б – в резервуаре образовался вакуум;
в – давление в резервуаре равно атмосферному; 1 – колпак, 2 – рабочая жидкость, 3 – корпус [10]

Для предупреждения проникновения пламени внутрь герметизированного резервуара через дыхательный или гидравлический предохранительный клапаны под этими клапанами устанавливают огневые предохранители. *Огневой предохранитель* (рис. 7) состоит из корпуса 1, кассеты 2, заполненной гофрированными пластинами из меди, латуни или других металлов, обладающих высокой теплоемкостью.

При прохождении пламени через огневой предохранитель металлические пластинки отнимают тепло от горящего газа и понижают его температуру ниже температуры вспышки, в результате чего пламя гаснет и не проникает внутрь резервуара.

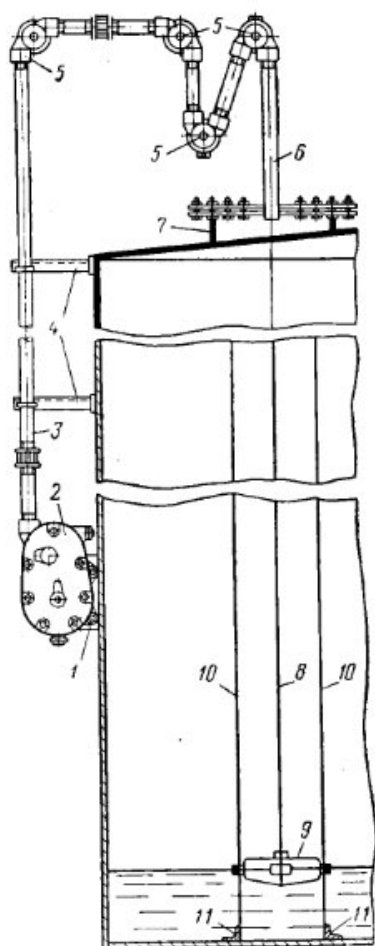


Огневой предохранитель: 1 – корпус; 2 – кассета;
3 – соединительные фланцы; 4 – крышки [10]

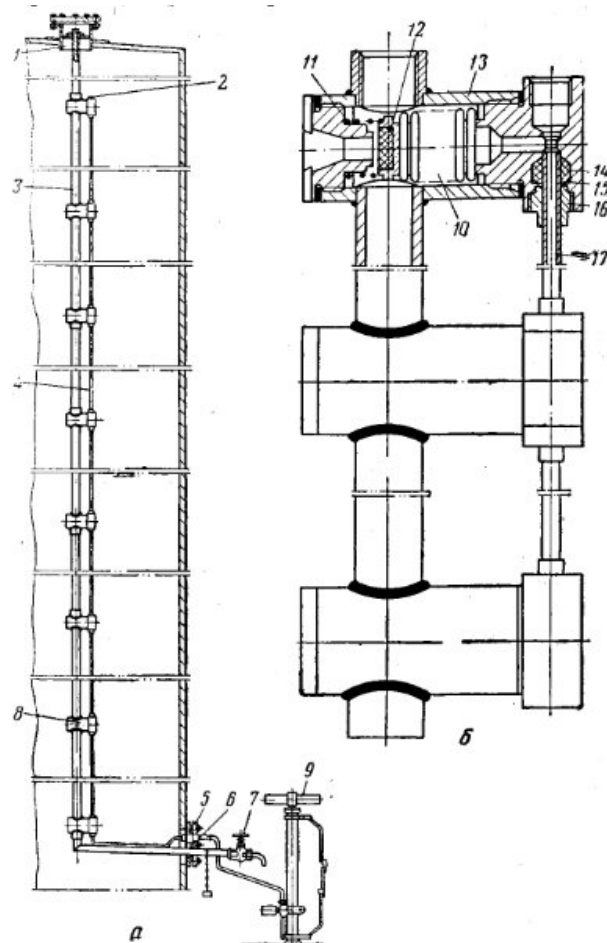
Для измерения уровня нефти в резервуарах различных типов применяются указатели уровня (рис. 8).

Указатель уровня состоит из поплавка 9 и мерной ленты 8, помещенной в герметичный кожух. При изменении уровня поплавков перемещается по направляющему тросу, а мерная лента наматывается на барабан в смотровой коробке указателя уровня 2. К прибору можно присоединять потенциометрические датчики для передачи показаний в диспетчерский пункт.

Для полуавтоматического отбора средней пробы по всей высоте разлива нефти в резервуаре монтируются пробоотборники (рис. 9). *Пробоотборник ПСР-1М* состоит из следующих основных узлов: пробоотборной колонны 3, воздухопровода 4, клапанного узла 8. Монтаж пробоотборника осуществляется через верхний 1 и нижний 5 люки резервуара.



Указатель уровня с дистанционной передачей показаний УУД – 5: 1 – опора; 2 – указатель уровня; 3 и 6 – трубы; 4 – кронштейны; 5 – угловые ролики; 7 – люк; 8 – лента; 9 – поплавок; 10 – направляющий трос; 11 – опора для крепления троса



Пробоотборник ПСР-1М: а – схема устройства: 1 – верхний люк; 2 – пробка; 3 – пробоотборная колонна; 4 – воздухопровод; 5 – крышка нижнего люка; 6 – штуцер; 7 – вентиль; 8 – клапанный узел; 9 – переносный насос; б – клапанный узел; 10 – сильфонная сборка; 11 – возвратная пружина; 12 – пройма; 13 – корпус; 14 – резиновое кольцо; 15 – грундбукса; 16 – нажимная втулка; 17 – пневматическая линия

Основным элементом пробоотборника является клапанный узел нормально открытого типа (рис. 9, б), состоящий из корпуса 13, внутри которого располагаются сильфонная сборка 10 с резиновой пробкой 12 на свободном конце сильфона и возвратная пружина. Внутренние полости сильфонов сообщаются с воздухопроводом. Воздухопровод присоединяется к клапанному узлу при помощи резинового кольца 14, грундбуксы 15 и нажимной втулки 16.

Пробоотборная колонна в резервуаре заполнена жидкостью. Для взятия пробы в воздухопроводе при помощи переносного насоса 9 создается давление 0,25 – 0,3 МПа (2,5 – 3 кгс/см²). Сильфон под давлением поступающего воздуха перемещается и перекрывает входное отверстие клапанного узла. Таким образом, внутренняя полость пробоотборных труб разобщается с

резервуаром.

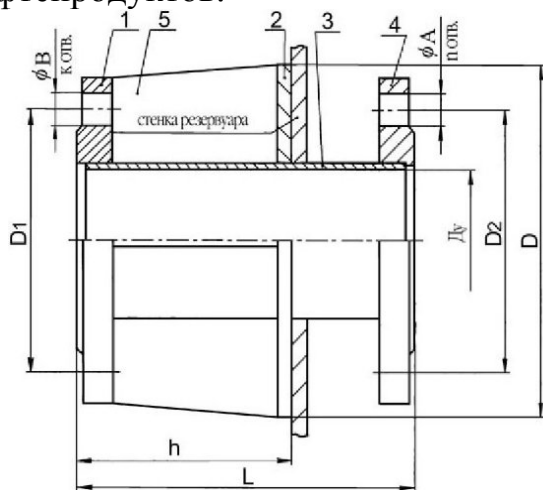
При открытии вентиля 7 первоначально сливают жидкость из горизонтального участка пробоотборника и далее (в качестве средней пробы) – полностью всю жидкость, находящуюся внутри пробоотборных труб.

После взятия пробы давление в воздухопроводе снимается, клапанный узел открывается и пробоотборник готов к отбору следующей пробы.

Кроме пробоотборников ПСР-1М имеются пробоотборники ПСР-4, в которых узел выполнен нормально закрытого типа и сообщение пробоотборной трубки с нефтью происходит только в момент отбора пробы.

Приемо-раздаточные патрубки служат для приема и откачки нефтепродуктов из резервуаров. Их количество зависит от производительности заправки-выгрузки.

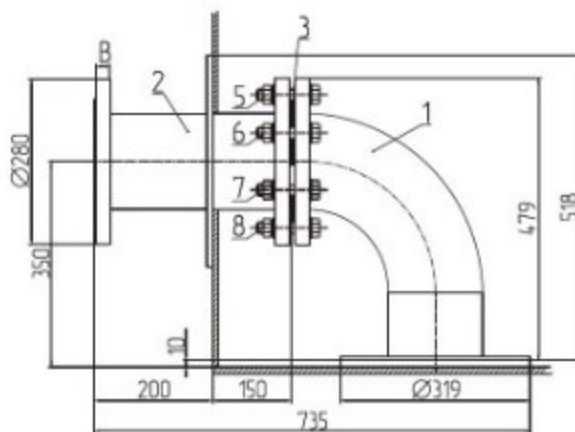
Патрубки приемо-раздаточные – являются комплекующими изделиями вертикальных стальных резервуаров и предназначены для подключения резервуаров к технологическим трубопроводам, а также для присоединения запорной арматуры и резервуарного оборудования: хлопушек, заслонок поворотных, шарниров чугунных с подъемной трубой, плавающих заборных устройств и другого технологического оборудования. Через приемо-раздаточный патрубок осуществляется прием в резервуар или выдача из него нефтепродуктов.



Патрубок приемо-раздаточный: 1 – фланец наружный; 2 – усиливающая накладка; 3 – труба; 4 – фланец внутренний; 5 – косынка [10]

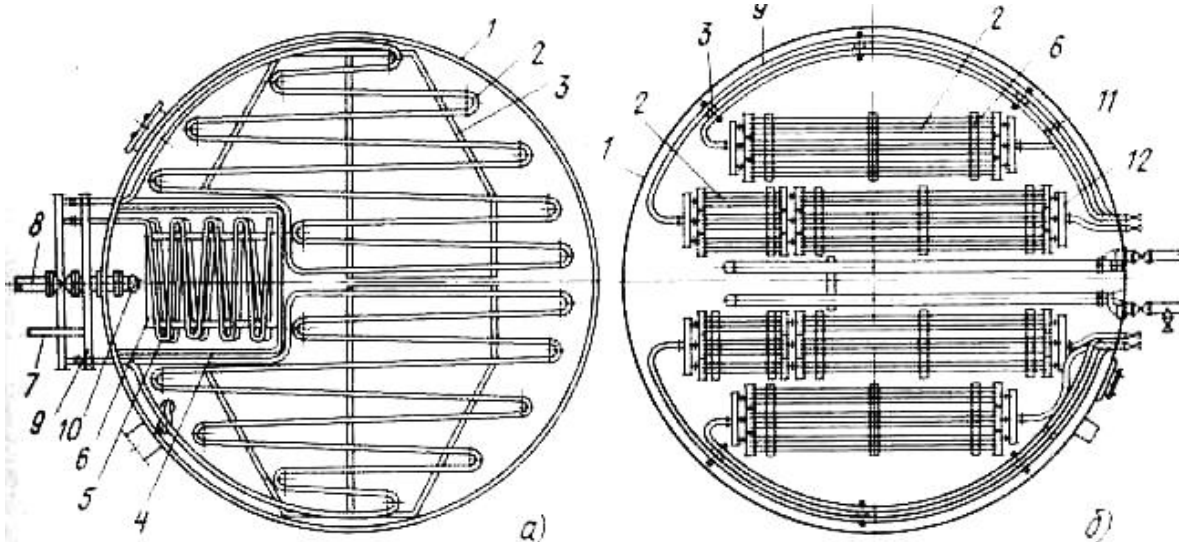
Патрубок ПРП состоит из следующих основных частей: фланца 1 для подсоединения запорной арматуры, кольца опорного 2 для усиления места установки патрубка на резервуаре, трубы патрубка 3, фланца 4 для подсоединения хлопушки внутри резервуара, усиливающих косынок 5.

Патрубки зачистные являются комплектующими изделиями вертикальных цилиндрических резервуаров для нефтепродуктов и предназначены для выполнения штатных операций по зачистке резервуаров (11). Патрубки зачистные устанавливаются на стенке резервуаров в нижнем поясе. Изготавливается два варианта соединения патрубка зачистного с отводом: сварное (ПЗ) и фланцевое (ПЗ1).



Патрубок зачистной: 1 – отвод; 2 – приемо-раздаточный патрубок; 3 – межфланцевая прокладка [10]

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами резервуары должны быть оборудованы средствами подогрева и иметь теплоизоляционное покрытие. В основном применяются *секционные подогреватели* (рис. 12), где в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар или горячая вода. Секции подогревателя устанавливаются с уклоном по ходу движения теплоносителя.



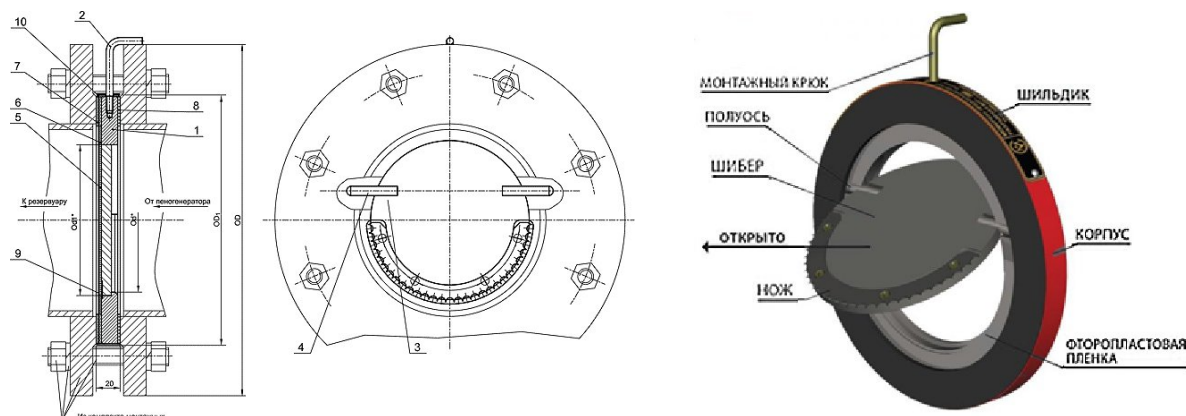
Подогреватели погружного типа и их размещение в резервуарах: а – змеевиковый подогреватель; б – секционный подогреватель; 1 – резервуар; 2 – подогреватель; 3, 6 – опоры; 4 – кожух местного подогревателя; 5 – местный змеевиковый подогреватель; 7 – паропровод; 8 – мазутопровод; 9 – конденсатопровод; 10 – хлопушка; 11 – муфта; 12 – коллектор

В зависимости от числа установленных секций, секционные подогреватели используются для общего или местного нагрева высоковязких нефтепродуктов. Кроме того, в качестве местных подогревателей используются закрытые змеевиковые подогреватели.

Мембрана предохранительная (рис 13) разрывная предназначена для установки в системы подслоного пожаротушения и обеспечивают защиту трубопровода системы пожаротушения от попадания в него взрывоопасных

газов и хранящихся нефтепродуктов. Также предохранительная мембрана надежно удерживает обратное давление нефти из резервуара, при подслоном пожаротушении низкократной пеной мембрана обеспечивает задержание пены, если ее напор недостаточно сильный для подавления возгорания.

Мембраны разрывные рассчитаны на эксплуатацию в помещениях во взрывоопасных зонах и на открытом воздухе, при этом не требуется защита данного оборудования от воздействий атмосферных осадков.



Мембрана предохранительная: 1 – обойма; 2 – монтажный элемент; 3 – заслонка; 4 шарнир; 5 – компенсатор; 6 – кольцо; 7 – разрывная мембрана; 8 – уплотнительная накладка; 9 – нож; 10 – обод [10]

Предохранительные разрывные мембраны МПР выпускаются с условным проходом 100, 150, 200, 250, 300 мм. Для изготовления деталей мембраны используются коррозионностойкие стали.

Световой люк (рис. 14) устанавливают на крыше резервуара над хлопушей, монтируемой на приемо-раздаточном патрубке и предназначен для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара при проветривании, дефектоскопии, ремонте и зачистке, а также для подъема крышки хлопушки при обрыве рабочего троса.

Люк-лаз (рис. 15) находится на первом поясе корпуса резервуара и служит для проникновения рабочего в резервуар при зачистке или ремонте, а также при вентиляции резервуара. Кроме того, через них в резервуар доставляется оборудование, требующее монтажа (протекторы, детали понтонов и т. д.), и извлекаются донные отложения при ручной зачистке.

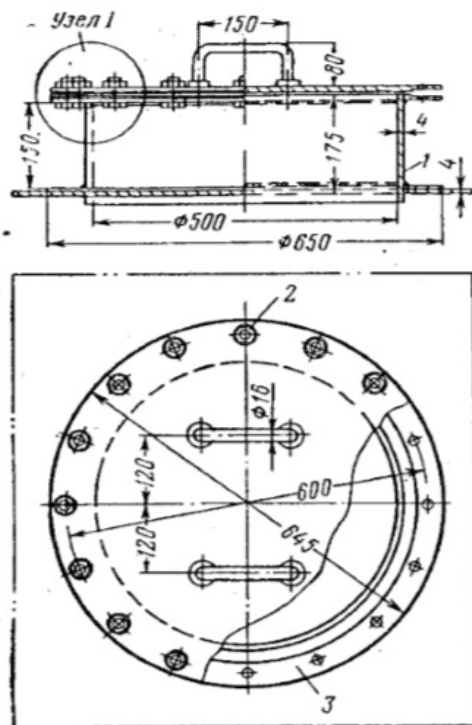
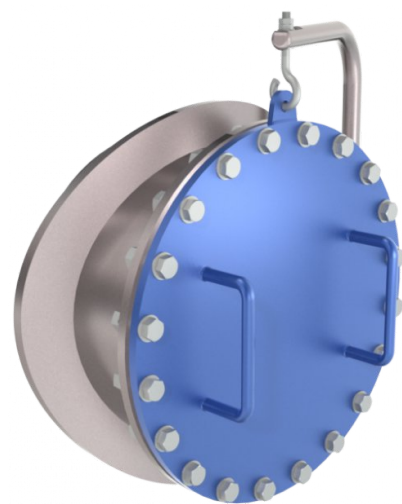
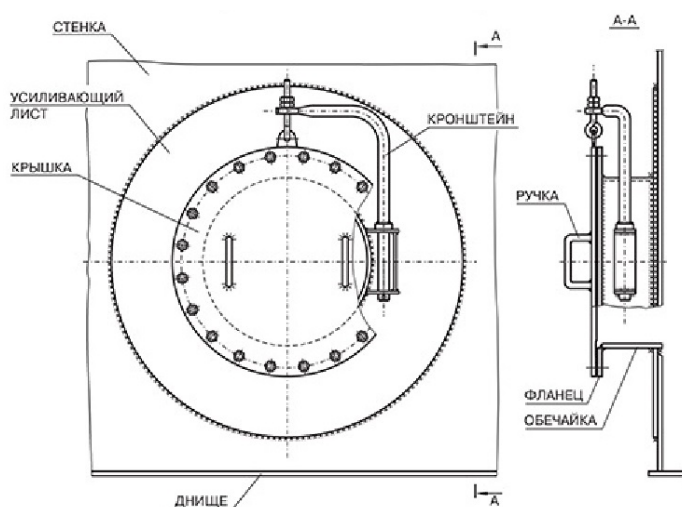


Схема светового люка: 1 – обечайка; 2 – болт; 3 – воротник [10]



Общий вид люк – лаза

Занятие 3 (8 ч.) Тема «Проектирование и эксплуатация подземного хранилища газа».

Задание.

- 1) Описать назначение и привести классификацию подземных хранилищ газа, их особенности проектирования и эксплуатации.
- 2) Произвести расчет подземного хранилища газа.

Задача 1. Рассчитаем активный и буферный объем ПХГ, пользуясь следующими исходными данными: среднегодовой объем потребления газа $Q_{\text{г}} = 2,5$ млрд м^3 ; месячные коэффициенты неравномерности газопотребления K_{min} в сезон отбора: октябрь – 10, ноябрь – 25, декабрь – 43, январь – 57, февраль – 75, март – 90, апрель – 95; объем порового пространства газонасыщенного коллектора $\Omega = 9,13 \text{ м}^3$; минимальное (буферное) давление

в хранилище к концу периода отбора газа $P_{\min} = 10$ МПа; коэффициент сжимаемости природного газа при атмосферном и минимальном давлениях $Z_a = 0,9021$, $Z_6 = 0,9473$.

Задача 2. Определим максимальный объем газа в хранилище, максимальное забойное и устьевое давление в конце периода закачки, число поршневых компрессоров, необходимое для закачки газа при следующих исходных данных: начальное давление в хранилище $P_k = 3,6$ МПа; объем порового пространства хранилища $\Omega = 10 \times 10^6$ м³; коэффициент проницаемости $k = 0,5$ мкм²; коэффициент пористости $m = 0,2$; коэффициент динамической вязкости газа $\mu_0 = 0,012$ МПа×с; толщина пласта $h = 10$ м; радиус гидродинамически совершенной по степени и характеру вскрытия пласта скважины $R_c = 0,1$ м; число нагнетательных скважин $n = 5$; постоянный расход газа, закачиваемого в хранилище, $N(t) = 0,5 \times 10^4$ м³/сут; максимально допустимое давление в хранилище $P_{\max} = 7$ МПа; глубина скважин $L = 500$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $d = 0,132$ м; коэффициент гидравлического сопротивления труб $\lambda = 0,02$; относительная плотность закачиваемого газа по воздуху $\Delta = 0,6$; давление в приемном коллекторе компрессора $P_b = 1,7$ МПа; температура газа в приемном коллекторе компрессора $t_b = 20$ °С; геометрический объем, описываемый поршнями компрессора, $V_{\pi} = 26650$ м³/сут; объем вредного пространства цилиндров компрессора $C = 0,1$; показатель политропы сжатия газа в цилиндрах компрессора $m_1 = 1,2$; для упрощения расчетов примем коэффициент сверхсжимаемости газа $z = 1$; размещение скважин на площади газоносности равномерное, коэффициент фильтрационного сопротивления $B = 0$.

3) Рассмотреть основные положения по охране труда, обеспечении промышленной и технологической безопасности.

Указания по выполнению заданий.

1. Схематично изобразить подземные хранилища газа, создаваемые в пористых пластах, водоносных пластах и соляных пластах.

2. Проектирование и эксплуатация ПХГ осуществляется с использованием следующих основных нормативных документов:

ГОСТ Р 57817-2017. Подземные хранилища газа. Нормы проектирования;

РД 51-98-85. Строительство скважин на подземных хранилищах газа. Технические требования;

СП 123.13330.2012. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки (актуализированная редакция СНиП 34-02-99);

СП 34-106-98. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки.

Общие положения.

Основные усилия при сооружении подземных газохранилищ направлены на осуществление мероприятий, способствующих максимальному использованию порового объема пласта-коллектора, быстрому выходу на режим циклической эксплуатации и обеспечению максимального темпа отбора газа из хранилищ в период потребления газа. Все эти вопросы тесно

связаны с физико-химическим механизмом взаимозамещения жидкости и газа в неоднородной пористой среде, игнорирование которого приводит к увеличению сроков строительства ПХГ, к неполному использованию первого объема пласта-коллектора и осложнениям при эксплуатации скважин. Это, в конечном итоге, сказывается на себестоимости хранимого газа и эффективности эксплуатации ПХГ.

Эффективность эксплуатации ПХГ, создаваемых в пластах-коллекторах, определяется степенью взаимозамещения пластовой жидкости и газа в периоды нагнетания (закачки) и отбора газа из хранилища. В практике ввода подземных хранилищ газа в промышленную эксплуатацию следует выделить два основных типа:

- создание промышленной искусственной залежи газа с ежегодным опытным отбором газа;

- циклическая эксплуатация подземного хранилища газа.

В процессе первого этапа происходит наращивание объема газа в хранилище за счет того, что объем закачиваемого летом газа больше объема газа, отбираемого зимой, хотя объемы закачиваемого и отбираемого газа по годам увеличиваются. Продолжительность этого этапа для каждого отдельного хранилища различна и зависит от физико-геологических условий залегания пласта-коллектора и от технической оснащенности станции ПХГ на данном этапе развития, так как мощности компрессорных станций и число эксплуатационных скважин наращиваются за несколько лет. На первом этапе число нагнетательных скважин превышает число скважин, из которых проводится отбор. Это связано с необходимостью ускорения освоения и осушки пласта-коллектора.

Этап нормальной циклической эксплуатации начинается с момента достижения проектного объема хранимого газа. При этом общий объем газа в хранилище равен сумме активного и буферного объемов. Соотношение этих составляющих в общем объеме газохранилища зависит от многих причин.

Несоответствие объемов закачиваемого и отбираемого газа обусловлено в первую очередь особенностями геологического строения объектов ПХГ, большинство которых характеризуется литологической неоднородностью как по площади, так и по разрезу.

Наличие неоднородности вызывает неравномерную работу скважин и большую приемистость скважин в процессе закачки, чем продуктивность в процессе отбора, так как при значительной депрессии начинается поступление в скважину пластовой жидкости. Это приводит к необходимости сокращения отбора газа, в то время как создаваемые в процессе закачки газа практические любые репрессии на пласт не вызывают никаких нежелательных явлений. Главная задача при циклической эксплуатации ПХГ – максимальное приближение к равенству закачиваемого и отбираемого объемов газа в течение цикла.

Один из основных показателей циклически эксплуатируемого газохранилища – отношение количества извлекаемого в период отбора газа к количеству закачанного в пласт газа в процессе заполнения газохранилища. Это отношение в период первых нескольких циклов равно 0,3 – 0,5. При

выходе хранилища на режим циклической эксплуатации этот коэффициент приближается к единице, а в идеальном случае становится равным единице. По данным эксплуатации существующих отечественных и зарубежных газохранилищ, созданных в водоносных пластах, режим циклической эксплуатации достигается за 6 – 8 лет. Отношение извлекаемого объема к общему количеству закачанного в пласт газа для хранилищ в водоносных пластах составляет при этом 0,5 – 0,65. Таким образом, количество буферного газа составляет 0,35 – 0,5 от общей емкости хранилища газа.

Процесс взаимозамещения газа и жидкости в пористой среде весьма сложен и зависит от геолого-физической характеристики структуры пласта. Изучение особенностей геологического строения отечественных и зарубежных подземных хранилищ показывает, что при всем разнообразии их в тектоническом, литологическом и гидрогеологическом отношении важнейшим признаком является неоднородность физических свойств коллекторов как по толщине, так и по простирацию. Взаимозамещение пластовой жидкости и газа в процессе создания или циклической эксплуатации хранилищ газа зависит от распределения проницаемости по пласту, в связи с чем изучение влияния этого фактора является одним из основных вопросов при интенсификации добычи газа. Анализ процесса создания и циклической эксплуатации подземных газохранилищ в пластах-коллекторах показывает, что основными причинами их медленного развития (длительный выход на режим циклической эксплуатации, неполное обеспечение проектного темпа и степени отбора газа) являются проблемы, связанные с такими геолого-физическими характеристиками пласта-коллектора, как: неоднородность пласта-коллектора (макро- и микрон неоднородности); несцементированность пласта-коллектора; затруднительность осуществления на данном этапе развития сети подземных хранилищ газа гидродинамического способа управления движением газоводяного контакта.

Это приводит к неуправляемости движения газоводяного контакта, уходу газа за пределы проектных отметок, вследствие чего уменьшаются запланированные параметры хранилища; к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин и хранилища в целом в период отбора газа и, как следствие, к снижению дебитов скважин и активного объема газохранилища; к выносу несцементированного песка коллектора, представляющему основную причину снижения дебита скважин, а иногда и приводящему к аварийной ситуации с угрозой разрушения забойного и устьевого оборудования и образования грифонов.

В результате возрастают сроки создания ПХГ и вывода их на проектный режим циклической эксплуатации.

В газогидродинамическом отношении задачи, возникающие при создании и эксплуатации ПХГ, близки к вопросам разработки нефтяных и газовых месторождений, так как связаны с определением поля давлений, насыщенности, перемещения границы раздела газ – нефть – вода, вода – газ, также с установлением конечной нефте- и газоотдачи.

Циклический характер эксплуатации подземных хранилищ газа – специфическое отличие от эксплуатации газовых и нефтяных месторождений. При циклическом характере эксплуатации, когда происходит периодическая смена направления движения границы раздела газ – вода в неоднородной пористой среде, на первый план выдвигаются капиллярно-поверхностные явления, оказывающие влияние на пространственно-временное распределение давления и насыщенности.

При проектировании газовых хранилищ в водоносных пластах одним из наиболее существенных вопросов является определение числа и расположения эксплуатационных (газовых и наблюдательных) скважин. В процессе создания и опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) хранилищ газа скважины систематически исследуются с целью уточнения коллекторских свойств пласта и определения продуктивных характеристик газовых скважин. Все это позволяет уточнять требуемое число скважин и их рабочие дебиты. Режимные испытания скважин проводят в конце цикла закачки или же в нейтральный период. Установленные таким образом режимы позволяют определять добычные возможности ПХГ в предстоящем сезоне отбора. Следует отметить, что цикличность эксплуатации и связанные с ней большие скорости движения газовойдыного контакта приводят к существенным изменениям продуктивных характеристик газовых скважин в период отбора газа. Смена направления движения газа и вытесняемой воды, высокая водонасыщенность в конце отбора и в начале закачки, несцементированность пласта-коллектора, а также значительные перепады давления способствуют разрушению призабойной зоны пласта-коллектора. Наличие в призабойной зоне трехкомпонентной системы (газ – вода – конденсат) способствует отделению цементирующей глины. В результате тонкодисперсные зерна породы приобретают подвижность. В призабойной зоне скапливается относительно подвижный массив глинистого, алевроитового и песчаного материала, оказывающий существенное влияние на сопротивление потоку флюидов.

Развитие системы газоснабжения страны предусматривает рост темпа (сезонного и суточного) и степени отбора газа из ПХГ. Перевод все большего числа предприятий в последние годы на газоснабжение обуславливает использование подземных газохранилищ на режиме пикового газопотребления, связанного с кратковременными похолоданиями. По данным ВНИИГаза, снижение температуры от минус 15 °С до минус 20 °С вызывает по районам центра рост газопотребления до 4 млн. м³/сут. Эксплуатация подземных хранилищ газа на пиковом режиме газопотребления приводит к активному перемещению контурных и подошвенных вод, прорыву языков обводнения к группе газовых скважин, их обводнению. При этом сильно снижается коэффициент использования активного объема газа, что сказывается на технико-экономических показателях эксплуатации хранилища. Следовательно, эти объективные причины приводят к нарушению технологического режима отбора, гидродинамически рассчитанного с целью обеспечения равномерного стягивания контура ГВК и получения наибольшего значения активного объема ПХГ.

Интенсификация отбора газа, как свидетельствует практика эксплуатации подземных газохранилищ, газовых и газоконденсатных месторождений, сталкивается с рядом трудностей, основными из которых являются: обводнение скважин за счет пропластковых, краевых и подошвенных вод; ухудшение фильтрационных характеристик призабойной зоны в результате кольтатации и изменения фазовых проницаемостей; суффозия и разрушение призабойной зоны в рыхлых и слабосцементированных коллекторах.

Снижение фазовой проницаемости для газа может произойти не только за счет пластовой активной или реликтовой воды, но и за счет конденсационной, либо попавшей в ПЗП в период бурения или ремонта. Если влажность газа в пласте достаточно высокая, то эта вода может не испаряться. Эффективным способом борьбы с выносом песка в этом случае является гидрофобизация пласта, в том числе природными углеводородными жидкостями и продуктами их переработки.

Рациональная борьба с пескопроявлением, как показывает практика, не может быть универсальной. В зависимости от назначения скважины и геолого-физических параметров пласта можно применять химические, механические и механохимические способы крепления. Таким образом, подземное хранение газа кроме традиционных вопросов выдвигает специфические задачи, решение которых требует детального изучения физико-химического механизма явлений и управления сложным процессом взаимозамещения жидкостей и газов в неоднородной пористой среде.

Занятие 4 (8 ч.) Тема «Проектирование и эксплуатация газгольдеров».

Задание.

1. Определить виды и физические свойства газовой продукции и газового конденсата, которая предназначена для хранения в газгольдерах с обеспечением их дальнейшей безопасной эксплуатации;

2. Рассмотреть основные типы газгольдеров в зависимости от их конструктивных особенностей;

3. Провести расчет на примере одного из видов сухого газгольдера на прочность его основных элементов при хранении в нем газа избыточного давления при следующих исходных данные для технологического расчета: номинальная емкость газгольдера: $V = 10000 \text{ м}^3$; избыточное давление газа: $P_{\text{изб}} = 4 \text{ кПа}$; высота газгольдера при объеме 10000 м^3 : $H_{\text{гз}} = 17900 \text{ мм}$; высота шайбы: $h_{\text{ш}} = 5780 \text{ мм}$; шаг горизонтальных колец: $a_1 = 3000 \text{ мм}$; толщина обшивки стенки: $t_{\text{об1}} = 5 \text{ мм}$; толщина обшивки защитной стенки: $t_{\text{об2}} = 5 \text{ мм}$; шаг кольцевых уголков: $a_2 = 1000 \text{ мм}$; длина листа стенки: $b_{\text{л}} = 5992 \text{ мм}$; ширина стенки газгольдера: $b_{\text{г}} = 1500 \text{ мм}$; расстояние между радиальными балками: $b_{\text{ц}} = 150 \text{ мм}$; радиус центрального кольца: $r_{\text{ц}} = 1000 \text{ мм}$.

Указания по выполнению заданий.

1. Привести классификацию газгольдеров.

2. Изобразить схемы цилиндрических и сферических газгольдеров.

Общие сведения. Газгольдеры представляют собой резервуары (сосуды большого объема), предназначенные для хранения газов различного происхождения (природный газ, пропано-бутановые смеси, сжиженный углеводородный газ и др.) и назначения и оборудованные специальными устройствами для регулирования основных параметров хранимых материалов (количество, состав и другое).

С развитием газовой и химической промышленности строительство газовых резервуаров претерпело большие изменения. Так, если первая емкость для хранения газа была примитивным прямоугольным хранилищем, то в настоящее время газгольдер представляет собой сложную конструкцию в основном цилиндрической формы, при изготовлении и проведении строительно-монтажных работ которой требуется высокая точность. [1]

Газгольдеры оснащены предохранительными клапанами, манометрами для измерения давления газовой фазы, индикаторами уровня и сигнализаторами предельного верхнего уровня жидкости, термометрами для контроля температуры жидкой фазы, запорными устройствами для отсоединения бака от трубопроводов для приема и выгрузки сжиженных газов, жидких и парообразных фаз, люков для ввода обслуживающего персонала в резервуар и его вентиляции, продувочными устройствами с использованием инертного газа, пара или воздуха и приспособлений для удаления воды для осуществления промывки емкости от тяжелых остатков. [5]

В соответствии со своим назначением газгольдеры могут выполнять одну или несколько функций. Основные из них:

- ~ долгосрочное или краткосрочное хранение газа;
- ~ смешивание и перемешивание газов разных составов или одного газа разной концентрации;
- ~ накопление энергии давления хранимого газа;
- ~ измерение количества произведенного или добытого газа;
- ~ распределение газа при заполнении баллонов, цистерн и т. Д. Или когда оно подается в несколько цехов;
- ~ выравнивание давления газа в замкнутой газораспределительной системе;
- ~ сигнализация стабильности установленного технологического процесса или его нарушение. [2]

В зависимости от применяемого давления газгольдеры могут быть разделены на два основных класса:

- ~ газгольдеры низкого давления (менее 70 кПа) – I класс;
- ~ газгольдеры высокого давления (более 70 кПа) - II класс.

Предназначены для эксплуатации при рабочем избыточном давлении газа в диапазоне 0,07...3 МПа, а иногда при более высоком давлении.

Каждый из этих двух классов газгольдеров подразделяется на подклассы и типы, различающимися объёмами, конструктивной формой, материалом конструкций, положением в пространстве и т.п. [2]

Принципиальное различие между газгольдерами высокого и низкого давления заключается в том, что в газгольдерах высокого давления геометрический объем остается постоянным, а давление при наполнении

меняется от первоначального до рабочего, в то время как в газгольдерах I класса рабочий объем является переменным, а давление газа в процессе наполнения остается неизменным.[1]

Недостатком газгольдеров низкого давления является то, что они обладают относительно низкой аккумулярующей способностью.

Объем газгольдеров второго класса намного меньше объема газгольдеров низкого давления, но количество хранимого в них газа может быть значительным из-за высокого давления.

Классы газгольдеров подразделяются на типы и группы. Так, газгольдеры I класса делятся по принципу работы и виду конструктивной схемы на две группы - мокрые и сухие. В свою очередь, каждая группа делится по конструкции отдельных элементов на следующие типы:

- ~ мокрые с вертикальными направляющими;
- ~ мокрые с винтовыми направляющими;
- ~ сухие поршневого типа;
- ~ сухие с гибкой секцией.

Газгольдеры высокого давления (II класса) по конструктивной схеме делятся на:

- ~ цилиндрические со сферическими днищами;
- ~ сферические (шаровые), опирающиеся на отдельные стойки или на специальный стакан.

Цилиндрические газгольдеры высокого давления можно разделить по способу установки на вертикальные и горизонтальные. Газгольдеры можно также разделить по конструкциям отдельных частей или элементов, а также по применяемым материалам для отдельных элементов.

5 ТЕМЫ ДИСЦИПЛИНЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ

1. Насосы подпорные и магистральные для перекачки нефти. Компонировка насосов.

2. Трубопроводный транспорт маловязкой нефти.
3. Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов.
4. Трубопроводный транспорт высоковязких и застывающих нефтей.
5. Трубопроводный транспорт нестабильных жидкостей и эмульсий.
6. Нормирование естественной убыли нефти и нефтепродуктов.
7. Оценка фактических потерь нефти и нефтепродуктов.
8. Подогрев высоковязких нефтей и нефтепродуктов.
9. Сливно-наливные операции на нефтебазах.
10. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии.

Вопросы для самоконтроля.

1. Классификация магистральных нефтепроводов и газопроводов.
2. Уравнение баланса напоров. Формулы для гидравлического расчета нефтепровода.
3. Определение необходимого числа насосных станций и перевальных

точек по трассе нефтепровода.

4. Состав магистральных НГП и их конструктивные схемы.
5. Основные формулы для гидравлического расчета газопровода.
6. Реологические свойства вязких и застывающих нефтей.
7. Исходные данные для теплового и гидравлического расчета трубопроводов.
8. Тепловой расчет горячих трубопроводов. Определение вероятной температуры нефтепродукта на конечном пункте транспортировки.
9. Гидравлический расчет горячих трубопроводов.
10. Нагрузки и воздействия. Расчет толщины стенки трубопровода.
11. Проверка трубопровода на прочность и деформацию.
12. Определение минимального объема прокачки нефти.
13. Расчет свайных фундаментов под основное оборудование на нагрузки.
14. Определение потерь напора в технологических трубопроводах.
15. Монтаж технологических трубопроводов.
16. Очистка трубопроводов от отложений парафина.
17. Гидравлический удар, защита МТ от чрезвычайно высоких давлений.
18. Капитальный ремонт линейной части трубопроводов (подготовительные работы, виды и схемы ремонта трубопроводов). Последовательность операций при ремонте.
19. Ликвидация аварий на трубопроводах.
20. Способы перекачки вязких и застывающих нефтей.
21. Меры по предупреждению замораживания НП в холодный период времени.
22. Характеристики насосов, насосных станций, основное оборудование НС.
23. Регулирование режима работы насосных станций при последовательном и параллельном соединении магистральных насосов.
24. Конструкция резервуаров типа РВС. Оборудование резервуаров.
25. Индустриальный метод монтажа резервуаров.
26. Контроль качества выполненных работ и испытание резервуара после сооружения.
27. Типы и категории нефтебаз и технологические операции, проводимые на них.
28. Виды потерь нефтепродуктов от испарения из резервуаров, технические мероприятия по их сокращению.
29. Подготовительные работы при сооружении МТ.
30. Земляные работы при сооружении МТ.
31. Строительство трубопроводов на болотах и вечно мерзлых грунтах.
32. Сварочно-монтажные и изоляционно-укладочные работы при сооружении МТ.
33. Учет нефти и нефтепродуктов.

6 ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

№ п/п	Наименование раздела	Виды учебных занятий	Образовательные технологии
6 семестр			
1	Трубопроводный транспорт нефти	Лекция 1.	Вводная лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 1.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование у преподавателя, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, предоставление на проверку промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 2.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 2.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование у преподавателя, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, предоставление на проверку промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 3.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 3.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка

			рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование. Подготовка к промежуточной аттестации
2.	Трубопроводный транспорт газа	Лекция 4.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 4.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование у преподавателя, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, предоставление на проверку промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 5.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 5.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование у преподавателя, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, предоставление на проверку промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 6.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 6.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная	Консультирование у преподавателя,

		работа	изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, предоставление на проверку промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
3.	Трубопроводный транспорт сжиженных углеводородных газов	Лекция 7.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 7.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 8.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 8.	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование. Подготовка к сдаче отчета – собеседование по пройденному материалу с использованием контрольных вопросов
7 семестр			
4.	Проектирование нефтебаз и резервуарных парков	Лекция 1.	Вводная лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение

			вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 1	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 2.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 2	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
5.	Проектирование изотермических хранилищ для сжиженных углеводородных газов (СУГ)	Лекция 3.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 3	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование

		Лекция 4.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 4	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование. Подготовка к промежуточной аттестации
6.	Проектирование газгольдеров	Лекция 5.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 5	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 6.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 6	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка

			рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
7	Проектирование подземных нефтехранилищ и газохранилищ	Лекция 7.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 7	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
		Лекция 8.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 8	Работа с нормативными источниками, защита работ – собеседование. Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студентам, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, консультирование по пройденному материалу с преподавателем, подготовка к итоговой аттестации, собеседование с использованием контрольных вопросов, защита курсовой работы

7 ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА (МАТЕРИАЛЫ) ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ, ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Для текущего контроля могут применяться тесты, соответствующие содержанию тем разделов или доклады презентации по индивидуальным заданиям.

Пример теста для текущего контроля успеваемости студента

№№ пп	Вопрос	Вариант ответа
1.	Какие нефтепроводы относят к внутренним?	1. те, которые находятся внутри предприятий
		2. предназначенные для транспортировки товарной нефти из районов добычи
		3. соединяющие различные элементы транспортной цепочки
		4. связывающие источник нефти с головными сооружениями
2.	Что не транспортируется по трубопроводам?	1. нефть
		2. газ
		3. каменный уголь
		4. воду
3.	Магистральные нефтепроводы какого условного диаметра относят к III классу?	1. 1000-1200 мм
		2. 500-1000 мм
		3. 300-500 мм
		4. менее 300 мм
4.	Что такое лупинг?	1. параллельный участок трубопровода
		2. участок другого диаметра, отличного от диаметра трубопровода
		3. трубопровод, проложенный в одном коридоре с рассматриваемым
		4. запасной трубопровод
5.	На сколько классов делится арматура по принципу действия?	1. два
		2. три
		3. четыре
		4. пять
6.	Что такое обратный клапан?	1. запорное устройство, перекрывающее проходное сечение затвором
		2. устройство для предотвращения обратного движения среды в трубопроводе
		3. устройство, служащее для автоматического поддержания давления на заданном уровне
		4. устройство, предотвращающее повышение давления сверх установленной величины
7.	Дайте понятие разветвленного трубопровода?	1. совокупность нескольких трубопроводов, имеющих одно общее место сечения
		2. трубопровод, расходящийся в разные стороны
		3. совокупность нескольких трубопроводов, имеющих несколько общих мест сечения
		4. имеющий несколько изгибов по трассе
8.	Какова протяженность	1. до 200 км

	эксплуатационного участка магистрального нефтепровода?	2.от 200 до 300 км
		3.от 300 до 400 км
		4.от 400 до 600 км
9.	Каким требованиям должны отвечать магистральные насосы?	1.сложность конструкции
		2.малые подачи
		3.малые напоры
		4.экономичность
10.	Что необходимо сделать с абсциссами нескольких параллельно работающих насосов для определения их суммарной напорной характеристики?	1.сложить
		2.вычесть
		3.перемножить
		4.разделить
11.	Дайте понятие гидравлического уклона?	1.угол наклона трубопровода к горизонтальной оси
		2. потери напора на трение, отнесенные к единице длины трубопровода
		3. угол наклона трубопровода к горизонтальной оси
		4. потери напора на местные сопротивления, отнесенные к единице длины трубопровода
12.	Что называют характеристикой нефтепровода?	1. зависимость потерь напора от КПД
		2. зависимость потерь напора от подачи
		3. зависимость потерь напора от напора
		4. зависимость потерь напора от расхода
13.	Расшифруйте аббревиатуру ГНПС?	1.горизонтальное промежуточное сооружение
		2.головная нефтеперекачивающая станция
		3.газонасосная промежуточная станция
		4.газонефтеперекачивающие сооружение
14.	Что понимают под особыми нагрузками, действующими на трубопровод?	1. которые действуют на конструкцию постоянно
		2. действующие непродолжительное время
		3. которые могут появиться в исключительных случаях
		4. которые действуют на конструкцию продолжительное время
15.	Что не относят к режимам регулирования работы нефтепровода?	1.Изменение количества работающих насосов
		2. Изменение частоты вращения вала насоса
		3. байпасирование
		4.присоединение к трубопроводу лупинга
16.	Как происходит удаление газовых и водяных скоплений в нефтепроводе?	1.увеличение скорости потока и уносом скоплений
		2.очисткой скребками
		3.закачкой воды при высоком давлении
		4. закачкой газа при высоком давлении
17.	На сколько категорий подразделяются магистральные газопроводы в зависимости от назначения и диаметра?	1.три
		2.четыре
		3.пять
		4.шесть
18.	Укажите максимальное расстояние между линейными кранами?	1.от 400 до 600 км
		2.от 200 до 400 км
		3.от 30 до 200 км
		4.не более 30 км
19.	Какие газы называют жирными?	1. состоящих в основном из метана (82%498%)
		2. содержащих 80%495% метана и паров

		конденсата (тяжелых углеводородов)
		3. (попутные газы) содержат 30%470% метана и значительное количество тяжелых углеводородов
		4. с содержанием легких углеводородов более 50 г/м ³
20.	Какие свойства относят к основным свойствам природных газов, необходимых для выполнения гидравлического и теплового расчета газопроводов относят?	1.коэффициент сжимаемости
		2.теплоемкость
		3.влагоемкость
		4.состав
21.	Чему пропорциональны потери давления в газопроводе?	1. пропорциональны квадрату плотности газа
		2.перекачиваемому объему
		3. пропорциональны квадрату скорости газа
		4.развиваемому напору
22.	Каким числом характеризуется режим течения газа в газопроводе?	1.Стокса
		2.Рейнольдса
		3.Блазиуса
		4.Шифринсона
23.	Какой максимальный диаметр лопастей АВО?	1.до 2 м
		2.до 5 м
		3.до 7 м
		4.до 14 м
24.	До какой температуры охлаждается газ в районах с вечномерзлыми грунтами?	1.минус 162 °С
		2.минус 85 °С
		3.0 °С
		4.20 °С
25.	При каких условиях образуются гидраты?	1.пониженное давление
		2. снижение температуры газа ниже точки росы
		3.закачке пара
		4.увеличение расхода
26.	Какие поглотители относят к твердым?	1.активированный уголь
		2.моноэтиленгликоль
		3.диэтиленгликоль
		4.метанол
27.	Что подразумевают под подземной схемой прокладки трубопровода?	1.трубопровод укладывается в грунт на глубину менее диаметра
		2.трубопровод прокладывается в насыпи
		3. трубопровод укладывается в грунт на глубину более диаметра
		4.трубопровод прокладывается на опорах
28.	Какой метод защиты от коррозии основан на принципе разрушения анодного заземления?	1.анодная защита
		2.катодная защита
		3.протекторная защита
		4.защита от блуждающих токов
29.	Какие факторы оказывают влияние на интенсивность протекания процессов коррозии?	1.однородность стали
		2. однородность условий на поверхности металла
		3. наличие царапин
		4.однородность транспортируемой среды
30.	Как называется метод, основанный на введение ингибиторов коррозии для дезактивации агрессивной среды?	1.Активная защита
		2.Пассивная защита
		3.Введение в металл компонентов, повышающих коррозионную стойкость

		4. Воздействие на окружающую среду
31.	Дайте определение понятию коммерческого расхода газа?	1. расход газа за год
		2. расход газа м ³ /час
		3. Расчетное значение расхода газа, млн.м ³ /сут
		4. объем газа, наполняющего трубопровод

Промежуточный контроль знаний студентов: основные термины и определения (гlossарий)

Байпас – обвод, параллельный прямому участку трубопровода, с запорной или регулирующей трубопроводной арматурой или приборами (напр., счётчиками жидкости или газа). Служит для управления технологическим процессом при неисправности арматуры или приборов, установленных на прямом трубопроводе, а также при необходимости их срочной замены из-за неисправности без остановки технологического процесса.

Взлив – общий уровень жидкости в резервуаре.

Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС) – комплекс сооружений, расположенный в начале магистрального нефтепровода или его отдельного эксплуатационного участка и предназначенный для накопления и перекачки по трубопроводу нефти и нефтепродуктов.

Импеллер – лопаточная машина, заключенная в кольцо.

Кавитация – процесс парообразования и последующей конденсации пузырьков пара в потоке жидкости, сопровождающийся шумом и гидравлическими ударами, образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных паром самой жидкости, в которой возникает.

Магистральный насос – гидравлическая машина предназначенная для перекачивания нефти и нефтепродуктов по магистральным, технологическим и вспомогательным трубопроводам.

Манифольд – несколько трубопроводов, обычно закреплённых на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединённых по определённой схеме, и снабженных необходимой запорной и иной арматурой.

Напор – физическая величина, выражающая удельную, приходящуюся на единицу веса, механическую энергию потока жидкости в данной точке.

Подпорный насос – гидравлическая машина для создания необходимого на входе основного насоса напора, обеспечивающего его бескавитационную работу.

Промежуточная нефтеперекачивающая станция (ПНПС) – нефтеперекачивающая станция, осуществляющая повышение давления перекачиваемой жидкости в магистральном нефтепроводе.

Прuver – устройство, предназначенное для проверки работы счётчиков узла учёта нефти непосредственным объёмным измерением.

Расход – физическая величина, выражающая количество жидкости или газа, протекающей через поперечное сечение потока за единицу времени.

Резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных отдельных или групп резервуаров для хранения, накопления и учёта жидких продуктов.

Абстрактная схема описания системы МНПП – совокупность характерных точек и элементарных участков между ними, описывающих систему МНПП на абстрактном уровне.

Аварийный ремонт – ремонт, обусловленный необходимостью ликвидации аварий и повреждений на трубопроводах.

Автоналивная станция (АНС) - пункты налива автомобильных цистерн на конечном пункте или наливной станции нефтепродуктопровода.

Автоналивная эстакада – сооружение, оборудованное устройствами, обеспечивающее выполнение операций по наливу нефтепродуктов в автомобильные цистерны

Агрегат – насос (насосный агрегат). На перекачивающих станциях применяются 2 вида агрегатов: магистральные и подпорные.

Аномалия – показание, полученное в результате инспекции трубопровода, о нарушениях или отклонениях в сварном соединении и в стенке основного металла труб, которое может являться или не является реальным дефектом.

Антенно-мачтовые сооружения – объекты на линейной связи.

Арматура – устройства и детали (клапаны, вентили, выключатели и т. п.), не входящие в состав основного оборудования, но обеспечивающие его нормальную работу. Различают арматуру трубопроводную, электротехническую, печную и т.д.

Балластировка – метод фиксации размытых участков трубопроводов с помощью пригруз (балласта).

Вантуз – штуцер в верхней части трубопровода.

Внешний резервуарный парк (ВРП) - технологический пункт, не имеющий непосредственного контакта с магистральным трубопроводом. Сдача н/п во ВРП производится из РП перекачивающих станций или конечных пунктов. ВРП всегда принадлежит организации, не являющейся структурным подразделением АК (Мичуринский раздаточный блок).

Вертикальные стальные резервуары (РВС) – имеют стационарную крышу и изготавливаются из стальных листов размерами 1,5 на 6 м. Диаметры оснований составляют 40 м, высоты – до 20 м. Объёмы таких резервуаров колеблются от 100 до 50 тыс. м³, толщина стенки – от 4 до 25 мм, максимальное избыточное давление над зеркалом нефтепродукта в них может

быть не более 0,02 атм, а вакуум – не более 0,002 атм. Днище резервуаров покоится на песчаной подушке, щитовая кровля опирается на фермы, а у резервуаров большой вместимости – на центральную стойку. Наиболее распространены в резервуарных парках нефтепродуктов.

Вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей (РВСПК) - отличаются от РВС тем, что они не имеют стационарной крыши. Роль крыши выполняет пустотелый цилиндрический короб, плавающий поверх нефтепродукта, опускающийся вместе с ним вниз при опорожнении резервуара и поднимающийся вверх при заполнении резервуара нефтепродуктом. Применяются в резервуарных парках ГПС и ППС.

Вертикальные стальные резервуары с понтонами (РВСП) - по конструкции аналогичны резервуарам РВС, т.к. имеют стационарную крышу. Отличие состоит в том, что поверхность нефтепродукта не открытая, а на ней плавает понтон, металлический или синтетический, призванный уменьшить испарение нефтепродуктов. Этот понтон перемещается по направляющим трубам и имеет систему петельных или иных уплотнений. Эти резервуары используют в резервуарных парках для легких нефтепродуктов в условиях повышенной температуры, чтобы снизить их испаряемость.

Внутритрубная диагностика - комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах и особенностях трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных снарядов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля; определение на основе этой информации наличия и характера дефектов; определение безопасных режимов эксплуатации трубопровода или необходимости его ремонта с точной локализацией мест проведения.

Глубина дефекта – предполагаемая максимальная глубина потери металла или трещины поперечного сварного шва.

Горизонтальные стальные резервуары (РГС) - резервуары небольшого объема (до 100 м³), используют, как правило, для сбора утечек нефтепродуктов; большие емкости (до 10 000 м³) используют для специального и, в частности, подземного хранения нефтепродуктов.

Градуировка (калибровка) резервуара – составление градуировочных характеристик с интервалом в 1 см, позволяющих определить количество продукта на высоте уровня. Необходима для определения вместимости резервуара.

Генеральный план – схема генерального плана перекачивающей станции (или другого объекта) с сохранением определенного масштаба изображаемых объектов.

Геологические условия – тип грунтов, в которых уложен участок трубопровода, а также их просадочность. См. также Грунт.

Головная перекачивающая станция (ГПС) – перекачивающая станция, предназначенная для последовательной закачки нефтепродуктов в трубопровод и создания необходимого напора в начале первого участка. Как правило, ГПС имеет резервуарный парк для накопления необходимых для перекачки объемов нефтепродуктов, их количественного учета и для компенсации неравномерности поступления и откачки нефтепродуктов. Используется также название Магистральная перекачивающая станция.

Грунт - обобщенное наименование рассматриваемое с инженерно-строительной точки зрения любой горной породы, залегающей преимущественно в пределах зоны выветривания коры земной. Виды грунтов (геологические условия) подводных и береговых траншей (рыхлые) классифицируются следующим образом: пески пылеватые и мелкие; пески мелкие; пески средней крупности; пески неоднородные зернового состава; пески крупные; пески гравийные и галечниковые; супеси (супесчаный); суглинки (суглинистый); глины (глинистый); предварительно разрыхленный скальный грунт; заторфованный (торфяной).

Дефекты трубопровода - потенциально опасные отклонения геометрического или конструктивного параметра, толщины стенки или показателя качества металла трубы (или сварного шва), выходящие за рамки требований действующих нормативных документов, возникшие при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода.

Дренажная защита – метод защиты от коррозии металла трубопровода, состоящий в возможности и периодическом удалении оседающей влаги.

Железнодорожная сливноналивная (наливная) эстакада (ЖД эстакада) – 1) сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованной сливноналивными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или (и) их наливу; 2) технологическое сооружение на конечном пункте или наливной станции нефтепродуктопровода для перевалки нефтепродукта на железнодорожный вид транспорта.

Железобетонные резервуары (ЖБР) - используют в резервуарных парках для длительного хранения больших партий нефтепродуктов.

Задвижка – запорное устройство на трубопроводе.

Кадастр земельный - систематизированный свод достоверных сведений о земле как главном средстве производства в сельской и лесной сфере. В З.к. указывается имя собственника земли, дается описание общей площади, места расположения участков, их конфигурация, состав угодий, их качество, доходность, цена земли. Наиболее совершенной принято считать германскую систему земельного кадастра. По этой системе учет ведется по двум видам документов: кадастру недвижимости, где дается сравнительная

экономическая оценка земли, и земельной книге, в которой учитывается право собственности на землю.

Конечный (наливной) пункт (пункт приема нефтепродуктов, КП) –

1) конечный пункт нефтепродуктопровода, на котором нефтепродукты принимают из трубопровода в отдельные резервуары и далее либо отгружают потребителям (автомобильным, водным или железнодорожным транспортом), либо переваливают на другую трубопроводную систему; 2) технологический пункт, являющийся конечной точкой направления перекачки; обязательно имеет в своем составе РП и не имеет магистральных насосных агрегатов; может принадлежать структурному подразделению АК (Брянский НП) или иной организации (Курская нефтебаза); на К.п. может производиться отпуск н/п в ж/д и (или) автоцистерны, а также сдача во внешние резервуарные парки.

Капитальный ремонт (капремонт, КР) - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его составных частей, включая базовые.

Катодная защита - метод защиты от коррозии металла трубопровода, стальных резервуаров и оборудования, состоящий в уменьшении потенциалов, вызывающих электрохимическую коррозию.

Контроль технического состояния трубопровода – проверка соответствия значений параметров и характеристик трубопровода требованиям проектной, строительной и эксплуатационной документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

Коррозия металлов – разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой. При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств.

Линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС) – производственное подразделение ОАО, обеспечивающее бесперебойную работу и эксплуатацию оборудования, а также хозяйственную деятельность двух или более перекачивающих станций и участков нефтепродуктов, закрепленных за ними.

Ландшафт географический - относительно однородный участок географической оболочки, отличающийся закономерным сочетанием ее компонентов (рельефа, климата, растительности и др.) и морфологических частей (фаций, урочищ, местностей), а также особенностями сочетаний и характером взаимосвязей с более низкими территориальными единицами. Структуру каждого географического ландшафта определяют процессы обмена веществом и энергией. /БСЭ/

Линейная часть МНПП (ЛЧ) – 1) собственно трубопровод, состоящий из линейных участков, с устройствами защиты трубопроводов от коррозии, линиями электропередач для собственных нужд, линиями устройств связи и телемеханики, дорогами и сооружениями защиты окружающей среды; 2) сам трубопровод и линейные сооружения, обеспечивающие его функционирование: линейная запорная и регулирующая аппаратура; линии электропередачи и связи; вдольтрассовые дороги; средства катодной и электрохимической защиты; сооружения линейных служб эксплуатации; сооружения защиты окружающей среды и пр.

Манифольды - камеры, где собраны задвижки, с помощью которых управляют потоками нефтепродуктов по трубопроводам, регулируют сброс и гашение ударной волны.

Магистральная перекачивающая станция – см. Головная перекачивающая станция.

Магистральный нефтепродуктопровод (МНПП) – 1) Трубопровод с избыточным давлением до 10 МПа, с комплексом подземных, наземных, надземных и подводных сооружений, предназначенный для транспортирования подготовленных (в соответствии с требованиями государственных стандартов и техническими условиями) нефтепродуктов от пунктов приемки до пунктов сдачи, технологического хранения или перевалки (передачи) на другой вид транспорта. 2) Фрагмент системы МНПП, ограниченный начальным (0 км) и конечным технологическими пунктами МНПП с врезанными отводами. МНПП состоит из простых участков МНПП, а простые участки МНПП – из элементарных участков МНПП. На одном МНПП может быть реализовано один или более направлений транспортировки, и наоборот, направление транспортировки может быть реализовано на одном или более МНПП.

Нивелировка (техническое нивелирование) – проверка отклонения от вертикали. Заключается в измерении уровня верха ЖБР и РВС, фундаментов ПРП, фундаментов сооружений и окраек наружного контура днища РВС.

Наливная станция (НС) – промежуточная перекачивающая станция, на которой нефтепродукты не только перекачивают, но и осуществляют частичный отпуск потребителям или перевалку на другие виды транспорта, поэтому НС имеют резервуарный парк, обеспечивающий выполнение указанных функций.

Наливной пункт – см. Конечный пункт.

Насосная станция – см. Перекачивающая станция.

Нефтебаза - складское предприятие, состоящее из комплекса сооружений, установок и технических средств, предназначенных для приема,

хранения и отпуска нефтепродуктов. В зависимости от общего объема резервуарного парка нефтебазы делятся на 3 категории в соответствии с СН и П 2.11.03-93: I – свыше 100.000 м³; II – свыше 20.000 м³ до 100.000 м³; III – до 20.000 м³.

По выполняемым функциям нефтебазы подразделяются на следующие типы: перевалочные; распределительные; базы хранения.

По годовому грузообороту нефтебазы подразделяются на 5 классов: 1 класс: более 500 тыс. т; 2 класс: от 100 до 500 тыс. т; 3 класс: от 50 до 100 тыс. т; 4 класс: от 20 до 50 тыс. т; 5 класс: менее 20 тыс. т.

Нефтебазы, включающие в себя в разной степени комбинации признаков перечисленных нефтебаз, называются смешанными (перевалочно-распределительные, железнодорожно-водные и т.п.) В зависимости от номенклатуры хранимых нефтепродуктов различают нефтебазы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, а также нефтепродуктов общего назначения.

Нефтепродуктопровод (НПП) – трубопровод для перекачки нефтепродуктов. По стратегической важности НПП делятся на магистральные, соединительные и распределительные нефтепродуктопроводы (отводы). По виду транспортируемого нефтепродукта эти трубопроводы могут называться керосинопроводами, бензинопроводами и т.д. Магистральная часть трубопровода может состоять из труб одного или различных диаметров (например, 300, 350, 500 мм) и иметь произвольный профиль. Обычно используются одно- или двухтрубные системы. Всего по нефтепродуктопроводам перекачивают более 10 видов и сортов светлых нефтепродуктов, основные из них – бензины, керосины, дизельные и печные топлива.

Обвалование - создание земляного вала вокруг резервуарного парка для защиты окружающей территории от аварийного разлива нефтепродукта.

Объект МНПП – обобщающее понятие для технологических элементов МНПП (элементарный участок, технологический пункт, технологическая зона, технологический агрегат).

Отвод – 1) нефтепродуктопровод, не имеющий ПС, подключенных к магистральному нефтепродуктопроводу или ответвлению, по которому поставляют нефтепродукты на предприятия потребления или распределения нефтепродуктов; 2) распределительный трубопровод, идущий от участка магистрального трубопровода к промежуточному потребителю (т.е. к ближайшим нефтебазам или распределительным блокам). Отводы могут быть одно- и двухниточными (как правило, причем одну трубу используют для перекачки бензина, другую – для перекачки дизельного топлива), находиться в действующем или отключенном состоянии. В действующем состоянии

отводы находятся временно, поскольку включаются на тот промежуток времени, который достаточен, чтобы взять из магистрального трубопровода запланированное количество топлива. 3) разветвляющаяся (в общем случае) последовательность элементарных участков МНПП, начальной точкой которой является характерная точка МНПП типа «Точка врезки отвода», а конечными точками являются характерные точки МНПП, к которым привязаны технологические пункты МНПП типа «Попутная нефтебаза». Данное понятие описывает просто совокупность элементарных участков МНПП, принадлежащих конкретному отводу. Элементарный участок МНПП может входить только в один отвод.

Отрезок трубы – часть трубы элементарного участка МНПП, имеющая на всем своем протяжении одни и те же диаметр и толщину стенок. Свойствами отрезка трубы является градуировочная характеристика.

Охранная зона – территория вдоль МНПП и вокруг технологических объектов МНПП, необходимая для обеспечения безопасной эксплуатации объектов МНПП.

Паспортизация - регламентируемая регистрация сведений по производственным объектам и объектам, информация о которых используется в бизнес-процессах предприятия.

Перекачивающая станция (насосная станция) нефтепродуктопровода (ПС) – 1) комплекс сооружений, оборудования и устройств, обеспечивающих прием и закачку нефтепродуктов в трубопровод; 2) сложное инженерное сооружение, необходимое для того, чтобы создать в трубопроводе требуемую для движения нефтепродуктов разность напоров. Делятся на головные (ГПС) и промежуточные (ППС) перекачивающие станции; 3) технологический пункт, имеющий в своем составе магистральные насосные агрегаты, обеспечивающие закачку н/п в МНПП (головные ПС) и прокачку его до пункта получения (промежуточные ПС). В состав могут (но не обязаны) входить РП. Как частный случай, ПС может быть расположена на территории НПЗ, в резервуарах которого производится измерение н/п для транспортировки. На площадке П.с. может производиться отпуск н/п в ж/д и (или) автоцистерны, а также сдача во внешние резервуарные парки.

Подводный переход (ПП) МНПП – система сооружений одного или нескольких трубопроводов при пересечении реки или водоема.

Подразделение – организация (или ее структурное подразделение), которой административно подчинен объект МНПП. Является свойством таких объектов МНПП, как элементарный участок и технологический пункт. П.п. может входить в **структуру АК** или нет (**внешнее П.**).

Потеря металла – изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утоньшением в результате механического или

коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.

Протекторная защита - метод защиты от коррозии металла трубопровода и стальных резервуаров, состоящий в использовании электрополяризованных протекторов.

Попутная нефтебаза - технологический пункт, расположенный на отводе от МНПП и имеющий РП, на который производится сдача н/п непосредственно в процессе его перекачки по направлению транспортировки. П.н. принадлежит организации, не являющейся структурным подразделением АК.

Попутная перекачивающая станция – см. Промежуточная перекачивающая станция.

Промежуточная перекачивающая станция (ППС) – перекачивающая станция, находящаяся на границе соседних участков трубопроводов и предназначенная для создания дополнительного напора, обеспечивающего дальнейшую транспортировку нефтепродуктов. Используется также название Попутная перекачивающая станция.

Профиль элементарного участка МНПП – последовательный список точек элементарного участка МНПП с указанием их высоты над уровнем моря и расстояния от начальной точки элементарного участка МНПП.

Пункт налива автомобильных цистерн – технологическое сооружение на конечном пункте или наливной станции нефтепродуктопровода для перевалки нефтепродукта на автомобильный вид транспорта.

Пункт приема нефтепродуктов – см. Конечный пункт.

Резервуар – инженерная конструкция, предназначенная для приема, хранения, отпуска, учета нефтепродуктов.

Резервуарный парк перекачивающей станции (РП) – группа резервуаров, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру территории или ограждающей стенкой при наземных резервуарах, противопожарными проездами – при подземных резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах и выемках.

Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности, работоспособности, ресурсов объекта или их составных частей.

Раздаточный блок – пункт хранения н/п для использования на собственные нужды (синоним – топливо-раздаточный комплекс).

Распределительный трубопровод – см. Отвод.

Рекультивация – восстановление нарушенного растительного покрова после завершения строительства на объекте.

Средний ремонт оборудования - ремонт, выполняемый для

восстановления исправности и частичного восстановления ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемый в объеме, установленном нормативно-технической документацией.

Система магистральных нефтепродуктопроводов (система МНПП) – совокупность объектов МНПП и соединяющих их технологических трубопроводов, магистральных трубопроводов и отводов, участвующих в процессе транспортировки нефтепродукта от точки входа в систему до точки выхода из системы.

Смесевые резервуары – резервуары для приема части смесей для последующей раскладки по исходным нефтепродуктам. Располагаются на конечных пунктах и наливных станциях.

Соединительный трубопровод – нефтепродуктопровод, соединяющий нефтеперерабатывающий завод с головной перекачивающей станцией.

Текущий ремонт оборудования - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

Технический коридор – 1) система параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортирования нефти, нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, или газа (газового конденсата); 2) территория, по которой проходит нефтепродуктопровод или система параллельно проложенных трубопроводов и коммуникаций, ограниченная с двух сторон охранными зонами.

Техническое диагностирование трубопровода (ТД) – определение технического состояния трубопровода, включая контроль технического состояния, поиск места дефекта и повреждения, прогнозирование технического состояния.

Техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности объекта при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании (ГОСТ 18322-78).

Технологическая зона – группировочный объект МНПП, состоящий из однородных или выполняющих одну неделимую для целей настоящего проекта задачу технологических агрегатов.

Технологический агрегат – объект МНПП, который может входить в технологическую зону. Каждый Т.а. принадлежит определенному типу: магистральный насосный агрегат, подпорный насосный агрегат, резервуар, емкость утечек, технологический трубопровод, прочие.

Технологический трубопровод – 1) нефтепродуктопровод на ЛПДС, ПС, НП, предназначенный для внутриплощадочных технологических

операции, с поступающими, хранящими и откачиваемым (отгружаемыми) нефтепродуктами; 2) нефтепродуктопровод, находящийся внутри перекачивающей или наливной станции.

Техническая диагностика - техническое диагностирование трубопровода.

Топливо-раздаточный комплекс (ТРК) – см. Раздаточный блок.

Трасса трубопровода - положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.

Труба элементарного участка МНПП – одна нитка трубы на элементарном участке МНПП. Состоит из отрезков, имеющих различную длину, диаметр и толщину стенок.

Трубопровод - сооружение из труб, соединенных чаще всего сварными, реже - фланцевыми, резьбовыми и прочими стыками для транспортировки жидкостей, газов, суспензий и пр. под действием разности давлений в различных сечениях. В зависимости от вида транспортируемого продукта трубопроводы называют также газопроводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, конденсатопроводами и т.д.

Трубопроводная арматура, виды: запорная (задвижки, клапаны, краны, заслонки); предохранительная (клапаны предохранительные); регулирующая (регуляторы давления, клапаны регулирующие); защитная (клапаны и затворы обратные, клапаны отсечные); распределительно-смесительная (краны, клапаны распределительно-смесительные).

Узел переходов – совокупности подводных переходов трубопроводов разного назначения, пересекающих водную преграду в одном техническом коридоре с расстоянием между осями трубопровода согласно СНиП 2.05.06-85.

Узел приема и пуска разделительных и очистных устройств – 1) система технологических трубопроводов и запорной арматуры, предназначенная для обеспечения пуска и приема разделителей, очистных устройств и т.п. 2) камера с запорной арматурой для пуска и приема технических устройств в потоке нефтепродукта.

Участок трубопровода – часть трубопровода, ограниченная двумя последовательно расположенными перекачивающими станциями. Каждый такой участок может иметь отводы к промежуточным потребителям или не иметь их.

Характерная точка МНПП – элемент абстрактной схемы описания системы МНПП, использующийся для представления на схеме технологических пунктов МНПП, точек врезки отвода, точек присоединения резервных ниток трубопровода, точек изменения принадлежности обслуживающим подразделениям. Х.т. не привязывается к точке изменения

физических свойств нитки трубы трубопровода (диаметр, профиль и др.).

Центральный диспетчерский пункт (ЦДП) – условное наименование диспетчерской службы уровня АК, используемое в документах по информационным системам (ТЗ, техпроект). Фактически, является синонимом ЦДУ.

Штуцер (от немец. Stutzen) – соединительный патрубок обычно с резьбой на концах. С помощью Ш. (вантуза) подсоединяют трубы к резервуарам, аппаратам, трубам и т. п. /БСЭ/.

Электрохимическая коррозия (коррозионное разрушение) - возникает под действием коррозионно-активной среды, разнообразна по характеру. Вызывает большинство коррозионных разрушений трубопроводов и оборудования. Электрохимическая коррозия протекает с наличием двух процессов – катодного и анодного.

Электрохимзащита (ЭХЗ) – защита от электрохимической коррозии металла трубопровода, имеющая следующие виды: дренажная защита; катодная защита; протекторная защита.

Элементарный участок МНПП - элемент абстрактной схемы описания системы МНПП, соединяющий две характерные точки МНПП. Может быть следующих типов: линейный, отводный, внешний (соединенный с магистральным Э.у. МНПП через РП).

Текущий контроль знаний студентов: примерные индивидуальные задания.

1. Балтийская трубопроводная система (БТС)
2. Балтийская трубопроводная система-II (БТС-II)
3. Газопровод «Алтай» система
4. Газопровод «Голубой поток» (Россия – Турция)
5. Газопровод «Дружба»
6. Газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»
7. Газопровод «Северный поток» (Nord Stream)
8. Газопровод «Туркменистан-Китай»
9. Газопровод «Южный поток»
10. Газопровод Баку – Ново – Филя ([азербайджано-российский трубопровод](#))
11. Газопровод Уренгой – Помарьи – Ужгород
12. Газопроводы Пунга – Ухта – Грязовец и Вуктыл – Ухта – Торжок
13. Нефтепровод «Адрия»
14. Нефтепровод «Дружба»
15. Нефтепровод [Баку – Новороссийск](#)
16. Нефтепровод Бургас – Александруполис
17. Нефтепровод Грозный – Туапсе
18. Нефтепровод Констанца – Панчево – Омишаль – Триест (проект SEEP (South East European Pipeline))

19. [Нефтепровод](#) КТК (Каспийский трубопроводный консорциум)
20. Нефтепровод Сикуко – Ковеньяс (Колумбия)
21. Нефтепровод Узень-Атырау-Самара (уникальный подогреваемый магистральный [нефтепровод](#))
22. Нефтепровод Уса – Ярославль
23. Нефтепровод Харьяга – Индига
24. Нефтепровод Чайво – Де-Кастри
25. Нефтепродуктопровод Кстово (Второво) – Ярославль – Кириши – Приморск
26. Прикаспийский газопровод
27. Трансаляскинский нефтепровод
28. Трубопровод «Набукко» (Nabucco)
29. Трубопровод Рио-де-Жанейро – Белу-Оризонти (Бразилия)
30. Трубопроводная система «[Восточная Сибирь](#) — [Тихий океан](#)» (ВСТО).

Перечень примерных тем для курсовых работ:

1. Организация и технология сооружения магистрального трубопровода (МТ) для транспортирования газа, нефти и нефтепродуктов.
2. Организация и технология капитального ремонта, реконструкции линейной части МТ на основании результатов внутритрубной диагностики (ВТД), неразрушающего контроля, результатов лабораторных испытаний, других методов обследования, а также по причине достижения предельных сроков эксплуатации, указанных в соответствующей нормативно-технической документации.
3. Восстановление (замена) изоляционного покрытия МТ на частично изношенных участках трассы с применением современных изоляционных материалов и технологий их замены.
4. Организация и технология строительства перехода через естественную или искусственную преграду (река, болото, озеро, шоссе, линия железной дороги и т.п.).
5. Разработка новых эффективных методов и технологии применения нового оборудования для производства сварочно-монтажных работ при сооружении трубопроводов и резервуаров.
6. Организация и строительство магистрального трубопровода из труб с заводской изоляцией из полимерных материалов.
7. Проектирование и сооружение конструкции подводных переходов траншейным методом, наклонно - направленным бурением, микротоннелированием.
8. Совершенствование технологии и оборудования при сооружении линейной части магистрального трубопровода бесподъёмным способом.
9. Проектирование строительства, организация и технология монтажа и ремонта основного оборудования насосной (компрессорной) станции.
10. Разработка конструкции и технологии строительства насосного (компрессорного) цеха каркасного типа.

11. Разработка конструкции и технологии строительства насосной (компрессорной) станции в блочно-модульном исполнении (БКНС).

12. Разработка конструкции оборудования и сооружений станции по очистке и смешению нефтей.

13. Проектирование, разработка конструкции станции по очистке нефти от парафиновых включений.

14. Организация и технология производства вспомогательного технологического оборудования насосных (компрессорных) станций.

15. Диагностика и капитальный ремонт насосных (подпорных, магистральных) станций или компрессорных агрегатов.

16. Организация и технология строительства технологических и обвязочных трубопроводов насосной (компрессорной) станции.

17. Сооружение стального вертикального резервуара (РВС) для хранения нефти и нефтепродуктов вместимостью 10, 20, 30, 50 тыс. м³ со стационарной или плавающей крышей.

18. Сооружение РВС с теплозащитным покрытием, типа "термос", с понтоном (без давления или под давлением), без понтона,

19. Реконструкция, капитальный ремонт РВС для хранения нефти и нефтепродуктов по результатам диагностики его технического состояния с установкой нового оборудования (для размыва донных отложений, подслоного пожаротушения, механизированного отбора проб и др.).

20. Организация и технология сооружения резервуарного парка заданной вместимости.

21. Сооружение конструкции шарового резервуара заданной вместимости для хранения сжиженных газов и ЛВЖ.

22. Разработка подземного хранилища газа методом выщелачивания.

23. Сооружение конструкции подземного резервуара для хранения сжиженного природного газа.

24. Разработка конструкции и методики монтажа траншейного резервуара.

25. Проектирование и сооружение автозаправочной станции заданной производительности (с учётом конкретного географического расположения).

26. Проектирование и сооружение свайных фундаментов под резервуары вместимостью 10, 20, 30 и 50 тыс. м³.

27. Проектирование и сооружение установки для очистки нефтешламов и эмульсий.

28. Новые способы пожаротушения резервуаров (подачей пены различной кратности и др.).

29. Разработка методов обнаружения мест утечек продуктов в нефтепродуктопроводах и борьба с несанкционированными врезками.

30. Проектирование кессона для выполнения ремонтных работ на трубопроводе, расположенном в акватории реки, озера, моря.

31. Проектирование, сооружение и эксплуатация оборудования для автоматизированного учёта уровня, объёма перекачиваемой нефти и нефтепродуктов.

Контрольные вопросы для проведения итоговой аттестации (зачета, экзамена):

1. Порядок проектирования магистральных трубопроводов
2. Состав сооружений магистральных нефтепроводов
3. Системы перекачки
4. Основное оборудование перекачивающих станций
5. Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций
6. Технологический расчет магистральных нефтепроводов
7. Исходные данные для технологического расчета
8. Основные зависимости для гидравлического расчета нефтепровода
9. Гидравлический уклон
10. Трубопроводы с лупингами и вставками
11. Определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода
12. Характеристика нефтепровода
13. Уравнение баланса напоров
14. Определение числа перекачивающих станций
15. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода
16. Расчет нефтепровода при заданном положении перекачивающих станций
17. Расчет коротких трубопроводов
18. Изменение подпора перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти
19. Регулирование режимов работы нефтепровода
20. Режим работы нефтепровода при отключении перекачивающих станций
21. Выбор рациональных режимов эксплуатации магистрального нефтепровода
22. Нефтепроводы со сбросами и подкачками
23. Увеличение пропускной способности нефтепровода
24. Очистка трубопровода
25. Очистка трубопровода от отложений
26. Удаление газовых и водяных скоплений
27. Определение места утечки на трассе трубопровода
28. Состав сооружений и классификация магистральных газопроводов
29. Основные физические свойства газов
30. Технологический расчет магистрального газопровода
31. Уравнение неразрывности и уравнение движения
32. Изменение давления по длине газопровода
33. Среднее давление в газопроводе
34. Изменение температуры газа по длине газопровода
35. Необходимость охлаждения газа на КС
36. Влияние рельефа трассы на пропускную способность газопровода
37. Коэффициент гидравлического сопротивления. Коэффициент эффективности.
38. Расчет сложных газопроводов
39. Типы и характеристики центробежных нагнетателей

40. Порядок технологического расчета магистрального газопровода
41. Аккумулирующая способность участка газопровода
42. Гидратообразование в газопроводах и борьба с ним
43. Назначение и классификация подземных газохранилищ
44. Газохранилища в истощенных нефтяных и газовых месторождениях
45. Газохранилища в пористых водоносных пластах
46. Нефтегазохранилища в отложениях каменной соли
47. Нефтегазохранилища шахтного типа
48. Подземные хранилища, сооружаемые методом взрыва
49. Поверхностное обустройство подземных газохранилищ
50. Монтаж наземных сооружений нефтегазохранилищ
51. Техничко-экономические показатели подземных нефтегазохранилищ
52. Технология изотермического хранения сжиженных газов
53. Конструкции наземных изотермических резервуаров
54. Материалы для сооружения наземных изотермических резервуаров
55. Теплоизоляция и хладопотери в изотермических резервуарах
56. Особенности сооружения изотермических резервуаров
57. Сооружение льдогрунтовых резервуаров
58. Железобетонные низкотемпературные резервуары
59. Планировка территории хранилища СУГ
60. Назначение и классификация газгольдеров
61. Мокрые газгольдеры
62. Сухие газгольдеры поршневого типа
63. Цилиндрические газгольдеры высокого давления
64. Сферические резервуары и газгольдеры
65. Назначение и классификация нефтебаз
66. Основные сооружения нефтебаз
67. Планировка территории нефтебазы
68. Резервуарные парки нефтебаз
69. Проектирование нефтебазы
70. Прокладка трубопроводов на нефтебазах

Примечания: В приведенные контрольные вопросы могут быть внесены некоторые изменения, при условии, что они не будут противоречить содержанию дисциплины.

8 СИСТЕМА ОЦЕНИВАНИЯ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ

Форма контроля	За одну работу		Всего
	Миним. баллов	Макс. баллов	
6 семестр			
Текущий контроль:			
подготовка к лекционным занятиям	0,5 балла	2 балл	16 баллов
выполнение и защита лабораторных работ	1 балл	3 баллов	24 балла

промежуточная аттестация (тестирование с собеседованием по итогам теста)	1 балл	7 баллов	12 баллов
Итоговая аттестация	1 балл	48	48 баллов
Итого за семестр(экзамен по дисциплине)	52	100	100 баллов
7 семестр			
Текущий контроль:			
подготовка к лекционным занятиям	0,5 балла	2 балл	16 баллов
выполнение и защита лабораторных работ	1 балл	2 баллов	32 балла
промежуточная аттестация (тестирование с собеседованием по итогам теста)	1 балл	4 баллов	4 баллов
Итоговая аттестация	1 балл	48	48 баллов

9 УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

9.1 Основная литература

1. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : учебное пособие / составители В. Г. Крец, А. В. Шадрина, Н. А. Антропова. — 2-е изд. — Томск : Томский политехнический университет, 2019. — 356 с. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/96100.html>

2. Кашкинбаев И.З. Сооружение газонефтепроводов : учебное пособие. Решебник / Кашкинбаев И.З., Кашкинбаев Т.И.. — Алматы : Нур-Принт, 2016. — 307 с. — ISBN 978-601-7869-007. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/67141.html>

3. Кашкинбаев И.З. Эксплуатация газонефтепроводов и нефтебаз : учебное пособие. Решебник / Кашкинбаев И.З., Кашкинбаев Т.И.. — Алматы : Нур-Принт, 2016. — 207 с. — ISBN 978-601-7390-97-6. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/69227.html>

4. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Учебник для вузов/А. А. Коршак, А. М. Нечваль; Под ред. А. А. Коршака. — СПб.: Недра, 2016. — 488 с. — Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/90674>.

9.2 Дополнительная литература

1. Сальников, А. В. Проектирование газонефтехранилищ и нефтебаз: метод. указания/А. В. Сальников. — Ухта: УГТУ, 2014. — 40 с. Режим доступа: http://lib.ugtu.net/sites/default/files/books/2014/salnikov_a.v._proektirovanie_gazo_neftehranilishch_i_neftebaz_2014.pdf.

2. Рудаченко А.В. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 238 с. – Режим доступа: http://portal.tpu.ru/files/departments/publish/Rudachenko_maket.pdf.
3. Бахмат Г.В. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов [Электронный ресурс]: учебно-практическое пособие/Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев, Ю.В. Богатенков. — Электрон. текстовые данные. – М. : Инфра-Инженерия, 2006. — 928 с. — 5-9729-0001-7. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/15715.html>.
4. Афанасьев В.А. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: учебник для вузов.- Москва: Недра, 1986. – 333 с.: ил. – Режим доступа: <https://dwg.ru/lib/1683>.
5. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ, М.: Недра, 1973. — 367 с. – Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/173658>.

9.3 Периодические издания

Онлайн-журнал «Сибирская нефть». Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online>

Научно-технический журнал «Геология нефти и газа». Режим доступа: <https://www.oilandgasgeology.ru>

Аналитический журнал «Нефтегазовая Вертикаль». Режим доступа: <http://ngv.ru>

Информационно-аналитический бюллетень «Вестник ТЭК». Режим доступа: <https://media.lawtek.ru/media/vestnik>

Научно-технический и производственный журнал «Газовая Промышленность». Режим доступа: <http://neftegas.info/gasindustry>

Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». Режим доступа: <http://www.oil-industry.ru>

Научно-технический журнал «Мир нефтепродуктов. Вестник Нефтяных Компаний». Режим доступа: <http://neftemir.ru>

Журнал «Нефть России». Режим доступа: <http://www.oilru.com>

Журнал «Экономика и ТЭК сегодня». Режим доступа: <http://www.rusoil.ru>

Журнал «Oil & Gas Journal Russia». Режим доступа: <http://ogjruussia.com>

Научно-технический журнал «Геология нефти и газа». Режим доступа: <http://www.geoinform.ru>

Аналитический журнал «Нефть и Капитал». Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru>

Журнала Gasworld.ru. Режим доступа: <http://www.gasworld.ru>

Деловой журнал Neftegaz.RU. Режим доступа: <http://www.neftegaz.ru>

Информационно-аналитический журнал «Нефть, газ и бизнес». Режим доступа: <http://ngb.gubkin.ru>

Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». Режим доступа: <http://neft-gaz-novacii.ru/ru>. Архив журналов «Нефть. Газ. Новации» научно-технический журнал. Режим доступа: <http://neft-gaz-novacii.ru/ru/archive>

Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>

Журнал «Нефть и газ Евразия». Режим доступа: <https://www.oilandgaseurasia.com/ru>. Архив журнала «Нефть и газ Евразия»
Режим доступа: https://www.oilandgaseurasia.com/ru/oge_pdf_archive

Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues>

Журнал «Нефтегазовые технологии». Режим доступа: <http://ogt.promzone.ru>

Научно-технический журнал «Технологии нефти и газа». Режим доступа: <http://www.nitu.ru>

Журнал «Инженерная Практика». Режим доступа: <http://glavteh.ru/mag>

Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». Режим доступа: <http://www.neftegas.info/neftegas.html>

Журнал «Нефтесервис». Режим доступа: <http://www.indpg.ru/oilfieldservice>

Отраслевой информационно-технический журнал «Сфера нефть и газ». Режим доступа: <http://www.s-ng.ru/magazin/0>

Научно-технический журнал «Экспозиция нефть и газ». Режим доступа: <http://runeft.ru/archive>

Научно-технический и производственный «Журнал нефтегазового строительства». Режим доступа: <http://mag.npngs.ru>

Журнал «Нефтегаз International». Режим доступа: <http://neftegazint.ru/node/10>

Журнал «ROGTEC» Russian Oil & Gas Technologies. Режим доступа: <http://www.rogtectmagazine.com/about-us-russian.php>

Журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика». Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/jornal.html>

9.4 Программнообеспечение

1. Windows 10 Pro
2. WinRAR
3. Microsoft Office Professional Plus 2013
4. Microsoft Office Professional Plus 2016
5. Microsoft Visio Professional 2016
6. Visual Studio Professional 2015
7. Adobe Acrobat Pro DC
8. ABBYY FineReader 12
9. ABBYY PDF Transformer+
10. ABBYY FlexiCapture 11
11. Программнообеспечение «interTESS»
12. Справочно-правовая система «КонсультантПлюс», версия «эксперт»
13. ПО KasperskyEndpointSecurity
14. «Антиплагиат.ВУЗ» (интернет - версия)
15. «Антиплагиат- интернет»

9.5 Профессиональные базы данных и информационные справочные системы современных информационных технологий

1. Справочно-правовая система «Консультант Плюс» (<http://www.consultant.ru>);
2. Электронная библиотечная система eLIBRARY.RU (<http://www.elibrary.ru>);
3. Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн» (<https://biblioclub.ru>);
4. Электронно-библиотечная система BIBLIO-ONLINE.RU (<https://www.biblio-online.ru>);
5. Электронно-библиотечная система IPRBOOKS (<http://www.iprbookshop.ru>).
6. Сайт Petrolibrary.ru. Книги и статьи посвящены геологии, бурению скважин, разработке месторождений, добыче и транспорту нефти и газа, технологиям нефтегазовой отрасли.
7. Основным зарубежным источником информации по курсу являются статьи и ресурсы Общества инженеров-нефтяников (SPE) - <https://www.spe.org/en/> (JPT, Oilandgasfacilities и др).
8. Библиотека <https://www.onepetro.org/> (доступ к библиотеке студентов и членство в SPE бесплатное).
9. Бесплатная библиотека технической литературы «Нефть и газ – избранное». Режим доступа: <http://nglib-free.ru>.
10. Ресурс studmed.ru является общедоступным для всех пользователей. Здесь находятся книги, статьи, конспекты лекций, методические пособия и указания и многое другое, посвященные информации по различным разделам нефтегазовой отрасли.

10 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ДЛЯ ЛИЦ С ОГРАНИЧЕННЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ ЗДОРОВЬЯ И ИНВАЛИДОВ

Учебные и учебно-методические материалы для самостоятельной работы обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья (ОВЗ) предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации:

~ Для слепых и слабовидящих:

~ лекции оформляются в виде электронного документа, доступного с помощью компьютера со специализированным программным обеспечением;

~ письменные задания выполняются на компьютере со специализированным программным обеспечением, или могут быть заменены устным ответом;

~ обеспечивается индивидуальное равномерное освещение не менее 300 люкс;

~ для выполнения задания при необходимости предоставляется

увеличивающее устройство; возможно также использование собственных увеличивающих устройств;

- ~ письменные задания оформляются увеличенным шрифтом;
- ~ экзамен и зачёт проводятся в устной форме или выполняются в письменной форме на компьютере.

~ Для глухих и слабослышащих:

- ~ лекции оформляются в виде электронного документа, либо предоставляется звукоусиливающая аппаратура индивидуального пользования;

- ~ письменные задания выполняются на компьютере в письменной форме;

- ~ экзамен и зачёт проводятся в письменной форме на компьютере; возможно проведение в форме тестирования.

~ Для лиц с нарушениями опорно-двигательного аппарата:

- ~ лекции оформляются в виде электронного документа, доступного с помощью компьютера со специализированным программным обеспечением;

- ~ письменные задания выполняются на компьютере со специализированным программным обеспечением;

- ~ экзамен и зачёт проводятся в устной форме или выполняются в письменной форме на компьютере.

При необходимости предусматривается увеличение времени для подготовки ответа.

Процедура проведения промежуточной аттестации для обучающихся устанавливается с учётом их индивидуальных психофизических особенностей. Промежуточная аттестация может проводиться в несколько этапов.

При проведении процедуры оценивания результатов обучения предусматривается использование технических средств, необходимых в связи с индивидуальными особенностями обучающихся. Эти средства могут быть предоставлены университетом, или могут использоваться собственные технические средства.

Проведение процедуры оценивания результатов обучения допускается с использованием дистанционных образовательных технологий.

Обеспечивается доступ к информационным и библиографическим ресурсам в сети Интернет для каждого обучающегося в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации:

~ Для слепых и слабовидящих:

- ~ в печатной форме увеличенным шрифтом;
- ~ в форме электронного документа;
- ~ в форме аудиофайла.

~ Для глухих и слабослышащих:

- ~ в печатной форме;
- ~ в форме электронного документа.

~ Для обучающихся с нарушениями опорно-двигательного аппарата:

- ~ в печатной форме;
- ~ в форме электронного документа;

~ в форме аудиофайла.

Учебные аудитории для всех видов контактной и самостоятельной работы, научная библиотека и иные помещения для обучения оснащены специальным оборудованием и учебными местами с техническими средствами обучения:

Для слепых и слабовидящих:

~ Для глухих и слабослышащих:

автоматизированным рабочим местом для людей с нарушением слуха и слабослышащих;

~ акустический усилитель и колонки;

~ Для обучающихся с нарушениями опорно-двигательного аппарата:

~ передвижными, регулируемые эргономическими партами СИ-1;

~ компьютерной техникой со специальным программным обеспечением.

11 МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Преподаватель должен иметь возможность легко управлять оборудованием аудитории, что позволит проводить лекции, практические и лабораторные занятия, презентации, конференции и другие виды аудиторной нагрузки обучающихся в удобной и доступной для них форме с применением современных интерактивных средств обучения, в том числе с использованием в процессе обучения всех корпоративных ресурсов. Мультимедийная аудитория также должна быть оснащена доступом в сеть интернет. Компьютерное оборудование должно иметь соответствующее лицензионное программное обеспечение.

Технические средства обеспечения дисциплины для проведения аудиторных занятий:

~ интерактивная доска с лицензионным программным обеспечением и мультимедиапроектором;

~ маркерная доска;

~ учебные материалы (учебные фильмы, презентации);

~ акустическая система;

~ средства управления оборудованием.

Материально-техническое обеспечение дисциплины для лиц с ограниченными возможностями здоровья и инвалидов

Аудитория для лекционных занятий, аудитория для проведения практических занятий и аудитория для самостоятельной работы.

Обучающиеся из числа лиц с ограниченными возможностями здоровья обеспечиваются печатными и электронными образовательными ресурсами в

формах, адаптированных к ограничениям их здоровья, а также техническими средствами передачи информации из имеющихся неадаптированных ресурсов.

Материально – техническое обеспечение должно отвечать не только общим требованиям, определенным в федеральном государственном образовательном стандарте высшего образования по направлению подготовки (специальности), но и особым образовательным потребностям каждой категории обучающихся с ограниченными возможностями здоровья и инвалидов.

Учебные аудитории оснащены специальным оборудованием и учебными местами с техническими средствами обучения для обучающихся с различными видами ограничений здоровья (по 1 – 2 места).

Оборудование специальных учебных мест предполагает увеличение зоны на одно место с учетом подъезда и разворота кресла-коляски, увеличения ширины прохода между рядами столов. В стандартной аудитории первые столы в ряду у окна и в среднем ряду предусмотрены для обучаемых с нарушениями зрения и слуха, а для обучаемых, передвигающихся в кресле-коляске, - выделены 1 – 2 первых стола в ряду у дверного проема. В специальной аудитории оборудованы места для самостоятельной работы, консультационной и индивидуальной работы с преподавателем с соответствующим техническим оборудованием по каждому виду нарушений здоровья с доступом к локальной сети Университета, Интернету и электронным библиотечным системам.

В аудиториях, где обучаются студенты с ограниченными возможностями здоровья и инвалиды, предусмотрены места для обучающихся с учетом ограничений их здоровья. Учебная аудитория, в которой обучаются студенты с нарушением слуха оборудована компьютерной техникой, аудиотехникой (акустический усилитель и колонки), видеотехникой (мультимедийный проектор, телевизор), мультимедийной системой, интерактивной и сенсорной досками. Обучение лиц с нарушениями слуха предполагает использование мультимедийных средств и других технических средств для приема-передачи учебной информации в доступных формах, комплекта электроакустического и звукоусиливающего оборудования с комбинированными элементами проводных и беспроводных систем на базе профессиональных усилителей.

Для слабовидящих обучающихся в лекционных и учебных аудиториях предусмотрена возможность просмотра удаленных объектов (например, текста на доске или слайда на экране) при помощи видеоувеличителей для удаленного просмотра. Обучение лиц с нарушениями зрения предполагает использование брайлевского дисплея и брайлеровского принтера, электронных луп, программ невизуального доступа к информации, программ - синтезаторов речи и других технических средств для приема-передачи учебной информации в доступных формах.

Для обучающихся с нарушениями опорно-двигательного аппарата в лекционных и учебных аудиториях предусмотрены передвижные, регулируемые эргономические парты с источником питания для индивидуальных технических средств, специальные клавиатуры (с

увеличенным размером клавиш, со специальной накладкой, ограничивающей случайное нажатие соседних клавиш, сенсорные, использование голосовой команды); специальные мыши (джойстики, роллеры); выносные кнопки;увеличенные в размерах ручки и специальные накладки к ним, позволяющие удерживать ручку и манипулировать ею с минимальными усилиями; утяжеленные (с дополнительным грузом) ручки, снижающие проявления тремора при письме; устройства обмена графической информацией, специальное программное обеспечение, позволяющее использовать сокращения, дописывать слова и фразы, исходя из начальных букв и грамматической формы предыдущих слов.

~ Перечень необходимого оборудования:

- ~ персональные компьютеры с доступом в Интернет;
- ~ специальные учебники, учебные пособия и дидактические материалы имеются в библиотечной системе IPRbooks (крупный шрифт и аудиофайлы);
- ~ многофункциональный интерактивный дисплей Flipbox 3.0.65", UHD;
- ~ видеоувеличительOptelec Compact Mini World;
- ~ дисплейБрайля ALVA USB BC 640.

ЛИСТ ИЗМЕНЕНИЙ

(Изменения и дополнения в РПД вносятся ежегодно и оформляются в данной форме. Изменения вносятся заменой отдельных листов (старый лист при этом цветным маркером перечеркивается, а новый лист с изменением степлером прикалывается к рабочей программе (хранится на кафедре), в электронной форме РПД должна быть актуализированной всегда, т.е. с внесенными изменениями.

При наличии большого количества изменений и поправок, затрудняющих понимание, возникших в связи с изменением нормативной базы ВО и другим причинам, проводится полный пересмотр РПД (т.е. выпускается новая РПД), которая проходит все стадии проверки и утверждения).

в рабочей программе (модуле) дисциплины _____ шифр «Название дисциплины» _____

по направлению подготовки (специальности) _____

на 20 ____ /20 ____ учебный год

1. В _____ вносятся следующие изменения:
(элемент рабочей программы)

- 1.1.;
- 1.2.;
- ...
- 1.9.

2. В _____ вносятся следующие изменения:
(элемент рабочей программы)

- 2.1.;
- 2.2.;
- ...
- 2.9.

3. В _____ вносятся следующие изменения:
(элемент рабочей программы)

- 3.1.;
- 3.2.;
- ...
- 3.9.

Составитель _____ Фамилия И.О.
(подпись, расшифровка подписи)

" _____ " _____ 20 ____ г.

Зав. кафедрой _____ Фамилия И.О.
(подпись, расшифровка подписи)