

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.02.10 «Технология трубопроводного транспорта углеводородов»

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.02.10* «Технология трубопроводного транспорта углеводородов» 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 «Технология трубопроводного транспорта углеводородов» 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 – детализировать представления студентов о трубопроводном транспорте нефти и газа для использования в этой области знаний, как при изучении смежных дисциплин, так и в профессиональной деятельности, в частности при проектировании, сооружении и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

Задачи дисциплины:

приобретение студентами необходимых знаний для технологических расчетов магистральных нефте-, газо- и нефтепродуктопроводов;

приобретение студентами необходимых знаний о перекачке нефтей с разбавителями, депрессорами, поверхностно-активными веществами;

приобретение студентами необходимых знаний о перекачке нестабильного конденсата и широкой фракции легких углеводородов.

2 МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина «Технология трубопроводного транспорта углеводородов» относится к вариативной части блока Б1 «Дисциплины (модули)» учебного плана и является обязательной для изучения.

Пререквизиты дисциплины (модуля): базируется на дисциплинах учебного плана подготовки бакалавров, предшествующих указанной дисциплине: «Математика», «Физика», «Основы нефтегазового дела», «Многофазные дисперсные системы», «Термодинамика и теплотехника», «Сооружение и ремонт газонефтепроводов», «Проектирование газонефтепроводов и хранилищ» и др.

Постреквизиты дисциплины: является базой для изучения и освоения дисциплин «Физические основы диагностики нефтегазовых сооружений», «Нефтегазовый инжиниринг», «Освоение морских и шельфовых месторождений углеводородов», необходима для итогового государственного экзамена и написания бакалаврской работы.

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 транспортировки продукции нефтяных и газовых скважин	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 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-7	Способен составлять	ПКС-7.1 Применяет знания понятия и видов

	и оформлять техническую, технологическую и служебную документацию в соответствии с действующими нормативными и конструкторскими актами, выполнять технические работы в соответствии с технологическими регламентами	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 вести техническую, технологическую и служебную документацию и отчетность ПКС-7.3 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 3 зачетные единицы (108 академических часов).

Вид работы	Трудоемкость, акад. часов	
	Семестр	Всего
Общая трудоемкость	8	108
Контактная работа:	8	40
Лекции	8	12
Практические работы	8	24
Контактная работа в период теоретического обучения (КонтТО): проведение текущих консультаций по подготовке к лекционным и практическим работам, ИРС	8	4
Промежуточная аттестация (КонтПА):	8	
Самостоятельная работа:	8	68
самоподготовка (проработка и повторение лекционного материала и материала учебников и учебных пособий, ГОСТов, ТУ, СП и др., изучение технологических схем)	8	
подготовка к практическим занятиям	8	
подготовка к промежуточной аттестации	8	
подготовка к зачету	8	
Контроль	8	

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	
			Лекции	ПЗ/ ЛЗ	Конт ТО	Конт ПА	СР		Контроль

1	Совершенствование технической вооружённости газонефтетранспортной отрасли	8	2	4	4	12	Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
2	Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов.	8	2	4		10	Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
3	Гидродинамика газожидкостных потоков. Тепловой и гидравлический расчёт режимов перекачки	8	2	4		12	Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
4	Последовательная перекачка нефтей. Смесеобразование в трубопроводе	8	2	4		12	Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
5	Транспорт газонасыщенных нефтей и широкой фракции углеводородов	8	2	4		12	Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
6	Транспорт высоковязких и застывающих нефтей	8	2	4		10	Блиц-опрос, доклад-презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
	Зачет	8					собеседование по контрольным вопросам
	Итого: 108		12	24	4	68	

4.3 СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ ДИСЦИПЛИНЫ

Раздел 1. Совершенствование технической вооружённости газонефтетранспортной отрасли.

Автоматическая защита и управление магистральными насосными агрегатами. Автоматическая защита и управление подпорными насосными агрегатами. Автоматизация вспомогательных систем. Автоматическое пожаротушение. Телемеханизация объектов магистральных трубопроводов

Раздел 2. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов.

Введение. Предмет и задачи дисциплины, ее связь с другими дисциплинами. Общая характеристика трубопроводного транспорта нефти, природного газа и нефтепродуктов. Трубопроводный транспорт как составляющая единой транспортной системы. Характеристика магистральных трубопроводов нефти и нефтепродуктов. Характеристика магистрального трубопроводного транспорта природного газа. Характеристика трубопроводного транспорта продуктов переработки нефти.

Раздел 3. Гидродинамика газожидкостных потоков. Тепловой и гидравлический расчёт режимов перекачки.

Необходимое число параметров, определяющих движение многофазного потока. Исследование возможностей расчета газожидкостного потока по расходным кинематическим параметрам. Экспериментальное определение относительной скорости движения газовых пузырьков в потоке жидкости. Экспериментальное определение кинематических характеристик потока смеси на лабораторном газожидкостном подъемнике. Уравнения одномерного установившегося движения газожидкостных смесей в трубах. Интегрирование уравнения движения газожидкостной смеси при пузырьковой структуре потока. Определение потерь на трение при пробковой структуре течения смеси. Определение потерь на трение и скольжение в нефтяной скважине.

Исходные данные для технологического расчета магистральных нефтепроводов. Трасса магистрального нефтепровода. Расчетная температура перекачиваемой нефти. Плотность и вязкость нефти. Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода. Механические (прочностные) свойства трубной стали. Укрупненные технико-экономические показатели. Уравнение неразрывности и уравнение движения (уравнение баланса удельной энергии). Массовый расход для заданной разности давлений. Коммерческий расход газа. Изменение давления по длине газопровода. Изменение температуры газа по длине газопровода. Безразмерный критерий Шухова. Формула конечной температуры газа в газопроводе. Зависимость производительности газопровода от температуры. Влияние эффекта Джоуля-Томсона на температуру газа в газопроводе. Необходимость охлаждения газа на компрессорных станциях (КС). Влияние рельефа трассы на пропускную способность газопровода. Наклонный газопровод. Рельефный газопровод. Коэффициент гидравлического сопротивления. Коэффициент эффективности. Универсальная формула ВНИИГаза. Значение коэффициента гидравлических сопротивлений для различных зон трения. Расчет сложных газопроводов. Одиночный газопровод с участками различного диаметра.

Раздел 4. Последовательная перекачка нефтей. Смесеобразование в трубопроводе.

Общие принципы проектирования систем нефтепродуктопроводов. Приближенная теория смесеобразования в трубопроводе при последовательной перекачке нефтепродуктов. Влияние различных факторов на процесс смесеобразования при турбулентном режиме. Гидравлический расчет нефтепродуктопровода при последовательной перекачке. Расчет изменения пропускной способности нефтепродуктопровода при последовательной перекачке нефтепродуктов с разной вязкостью. Прием и реализация смеси нефтепродуктов на конечном пункте нефтепродуктопровода. Мероприятия по уменьшению количества смеси при последовательной перекачке. Особенности последовательной перекачки нефтей. Контроль последовательной перекачки нефтепродуктов. Смешение жидкостей в трубопроводе при изменении скорости перекачки. Смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов различной вязкости. Распределение смеси на конечном пункте трубопровода. Смесеобразование при неизотермическом режиме последовательной перекачки. Эффективный коэффициент диффузии в условиях неизотермичности. Закономерность изменения концентрации по длине горячего трубопровода. Определение объема смеси при последовательной перекачке подогретых жидкостей по трубопроводу с несколькими тепловыми станциями

Раздел 5. Транспорт газонасыщенных нефтей и широкой фракции углеводородов.

Нефтяной газ. Перекачка газонасыщенных нефтей. Трубопроводный транспорт конденсата и широкой фракции легких углеводородов. Особенности движения газожидкостных смесей по трубопроводам.

Раздел 6. Транспорт высоковязких и застывающих нефтей

Исходные данные для теплового расчета горячих нефтепроводов. Тепловой режим магистральных трубопроводов. Гидравлический режим горячих нефтепроводов. Оборудование для подогрева нефти. Теплоизолированные трубопроводы. Перекачка нефтей, являющихся неньютоновскими жидкостями. Оптимальная температура подогрева. Расстановка станций на горячем нефтепроводе. Увеличение пропускной способности горячих нефтепроводов. Особые режимы работы горячих трубопроводов.

4.4 ТЕМЫ И ПЛАНЫ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Занятие 1 (4 ч.) Тема «Применения депрессорных присадок при трубопроводном транспорте нефти»

Задание.

1. Рассмотреть различные методы транспортировки нефти по трубопроводу, более подробно раскрыть вопрос применения депрессорных присадок для перекачки нефти.
2. На основе опытных данных произвести гидравлический расчет нефтепровода без применения депрессорной присадки и с ее применением, оценить итоги расчетов.
3. Привести основные требования техники безопасности и охраны труда при использовании депрессорных присадок.

Указания к выполнению задания.

1. Рассмотреть специальные методы трубопроводного транспорта нефти, а именно:
 - ~ последовательная перекачка разнородных нефтей;
 - ~ перекачка высоковязких и высокостывающих нефтей с разбавителями;
 - ~ гидротранспорт высоковязких и высокостывающих нефтей (перекачка нефти внутри водяного кольца; перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде»; послойная перекачка нефти и воды);
 - ~ перекачка термообработанных нефтей;
 - ~ перекачка нефтей с присадками;
 - ~ перекачка предварительно подогретых нефтей.
2. Рассмотреть технологические операции при приготовлении и вводе депрессорной присадки в нефтепровод.
3. Произвести обзор различных присадок (M – FLOWTREAT, NECCAD-547, FLO XL, FLO MXA). Пример описания приведен ниже:

Физико-химические свойства депрессорной присадки X

Наименование	Параметры
Внешний вид	суспензия от светло-серого до светло-коричневого цвета
Плотность при 20 °С, кг/м ³	820 – 1200
Динамическая вязкость при 23 °С, мПа·с	60000 – 70000
Температура вспышки, °С	> 62

4. Для расчета нужно произвести подбор насосно-силового оборудования и определение пропускной способности трубопровода.
5. Определить потери напора на трение и значения гидравлического уклона в заданном трубопроводе без применения депрессорных присадок.
6. Определить потери напора на трение и значения гидравлического уклона в заданном трубопроводе с применением депрессорных присадок.
7. Кратко описать требования техники безопасности при применении депрессорных присадок в трубопроводном транспорте нефти.

Общие сведения.

Большая часть добываемых в России нефтей являются парафинистыми (рис. 1), т.е.

содержит значительное количество алканов нормального или малоразветвленного строения. Последний тип отличается повышенной температурой застывания, что обуславливает ухудшение реологических свойств (подвижность, текучесть и др.) как самой нефти, так и продуктов ее переработки. Данный факт негативно отражается на процессе добычи и транспортировки нефти и поэтому является предметом для исследований в целях улучшения технологичности нефтяной промышленности.

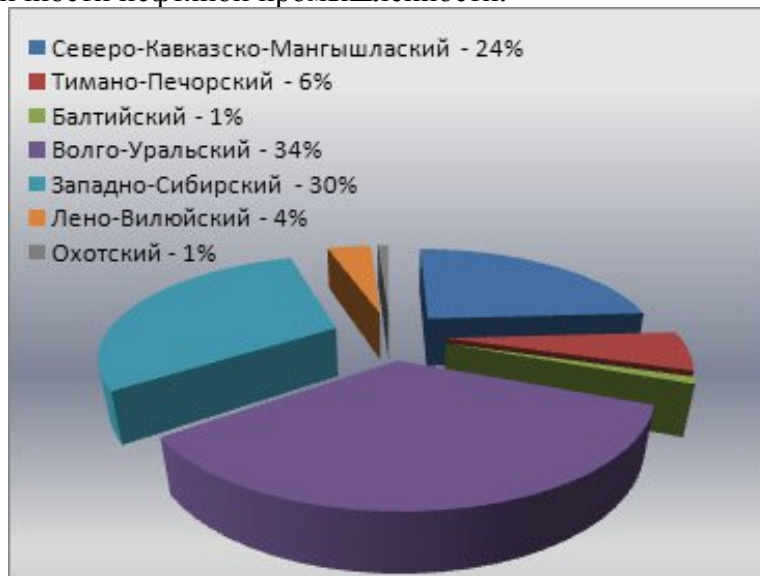


Рисунок 1 – Распределение парафинистых (высокопарафинистых) нефтей по бассейнам России

Наиболее эффективным способом повышения низкотемпературных свойств нефтей, топлив и масел является использование депрессорных присадок. Это вещества, за счет введения которых, даже в малых дозах (обычно 0,05 – 0,10 %), достигается существенное снижение температуры застывания и улучшение текучести в условиях низких температур.

При добыче и транспортировке высокопарафинистой нефти возникают проблемы, связанные с парафиновыми отложениями. Парафиновые отложения уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб и, как следствие, значительно осложняют перекачку нефти, увеличивают расход электроэнергии, приводят к повышенному износу оборудования.

В целях устранения такого рода недостатков в нефть вводятся специальные присадки, обеспечивающие необходимые реологические (для нефтепроводов) и физико-механические (для танкеров, автомобильных и железнодорожных цистерн) свойства.

Депрессорные присадки представляют собой растворы активного вещества, непосредственно обеспечивающего депрессорные свойства в органическом (обычно углеводородном) растворителе. Роль растворителя заключается в обеспечении быстрой растворимости и равномерного распределения депрессора в нефти или нефтепродукте, а также в придании присадке надлежащей товарной формы. Введение депрессорной присадки, даже в небольших количествах, кроме контролирования процесса кристаллизации, также способствует улучшению реологических свойств, таких как динамическая вязкость и напряжение сдвига. Учет этих параметров необходим для обеспечения рационального процесса перекачки и транспортирования.

Продуктивное использование депрессорной присадки достигается при температурах ниже уровня, на котором происходит застывание нефти. В качестве этого уровня рассматривается наивысшая температура помутнения (т.е. массовой кристаллизации парафинов) нефти, при которой проявляется заметное воздействие присадки. Депрессоры не растворяют парафин и не уменьшают его концентрацию, их действие направлено на изменение размеров, формы и строения частиц, находящихся в дисперсной фазе. Под действием присадки происходит модификация кристаллов и предотвращение роста матриц парафинов, которые являются основной причиной застывания нефти.

Наибольшей депрессорной активностью обладают полимеры с высокой молекулярной массой.

Лидирующее положение среди депрессорных присадок занимают добавки на основе сополимеров этилена, имеющие молекулярную массу 20000 – 22000 при содержании звеньев винилацетата 25 – 27 %, которые являются доступным и дешевым нефтехимическим сырьем.

Товарные формы депрессорных присадок, как правило, представляют собой 20 – 30 процентные растворы сополимеров в углеводородных растворителях, например, толуоле, газойле каталитического крекинга, дизельном топливе и т. д.

Кроме сополимеров этилена, основой промышленно выпускаемых депрессоров для нефтей служат сополимеры алкил(мет)акрилатов. На базе этих соединений созданы присадки, использующиеся на нефтепроводах нашей страны: ДН-1 (Россия) и ЕСА-4242 (ЭССО ХЕМИКАЛ).

Депрессорные присадки не являются растворителями кристаллического парафина, поэтому они практически не меняют температуру кристаллизации и количество парафина, выпадающего при снижении температуры нефти.

Механизм действия депрессорной присадки, приводящий к заметному снижению температуры застывания (почти на 20 °С), состоит в том, что присадка изменяет размеры, форму и строение частиц дисперсной фазы высокозастывающей нефти таким образом, что возникающая при низких температурах структура оказывается менее прочной и не мешает течению подвижной части нефти.

Степень снижения температуры застывания и улучшения реологических свойств (статического и предельного напряжений сдвига) нефтей зависит от концентрации депрессора, содержания в нефти естественных поверхностно активных веществ (ПАВ) – смол и асфальтенов; парафиновых углеводородов и их молекулярной массы.

Наибольший эффект от обработки нефти присадкой наблюдается там, где соотношение процентных содержаний смол к парафинам меньше двух. Для обеспечения работы магистрального трубопровода при перекачке высокопарафинистой нефти достаточно обработать депрессорной присадкой ее объем один раз, например, на головной насосной станции.

Из современных депрессорных присадок отметим DIFRON 3970, предназначенная для улучшения низкотемпературных свойств нефтей, мазутов и тяжелых нефтепродуктов. Изготовлена на основе смеси сополимеров сложных эфиров и спиртов в углеводородном растворителе. Снижает температуру потери текучести и способствует улучшению общей прокачиваемости тяжелых дистиллятов и кубовых остатков при низких температурах. Снижают температуру застывания и потери текучести по причине кристаллизации парафинистых углеводородов. Снижает вязкость и оказывает противотурбулентный эффект.

Снижает расходы при хранении и транспортировке нефти, мазута и тяжелых дистиллятов.

Дозировка присадки зависит от исходных параметров нефтепродукта и обычно составляет от 200 до 2000 г/т.

Присадка DIFRON 3970 вводится методом постоянной дозировки с подачей до точки технологической системы, где наблюдаются кристаллизация парафинов или критическое повышение вязкости. Присадка DIFRON 3970 может быть введена непосредственно в систему в неразбавленном виде, предварительно нагретой до 50 °С.

DIFRON 3970 может быть разбавлен различными углеводородами, в том числе, ароматическими растворителями. Возможно использовать керосин, ароматическую углеводороды, ксилол и толуол. При отрицательных температурах присадку рекомендуется предварительно разбавить углеводородным растворителем (соотношение 1:3 DIFRON 3970 и растворителя). Для обеспечения полного растворения присадки перед смешиванием следует произвести ее разогрев до 40 – 50 °С. Рекомендуемая температура нефти перед вводом присадки должна быть не менее 50 °С.

Занятие 2 (4 ч.) Тема «Проектирование и эксплуатация трубопроводных систем для перекачки высоковязких и застывающих нефтей»

Задание.

1) Описание основных сведений о проектировании и эксплуатации трубопроводов для сбора продукции скважин и магистральных трубопроводов для перекачки высоковязких и застывающих нефтей.

2) Произвести расчеты основных показателей процесса перекачки высоковязких и застывающих нефтей и параметров нефтепровода при заданных исходных данных.

Задача 1. По надземному трубопроводу перекачивается высоковязкая нефть с подогревом. Технические данные трубопровода и технические характеристики нефти следующие: расход нефти в трубопроводе $Q = 0,0833 \text{ м}^3/\text{с}$; наружный диаметр трубопровода $D_n = 426 \text{ мм}$; толщина стенки трубопровода $d = 9 \text{ мм}$; длина трубопровода $L = 10 \text{ км}$; начальная температура подогрева нефти $T_n = 353 \text{ К}$; конечная температура нефти $T_k = 318 \text{ К}$; температура окружающей среды $T_0 = 253 \text{ К}$; кинематическая вязкость нефти при температуре 283 К $\nu_{283} = 0,0069 \text{ м}^2/\text{с}$; коэффициент крутизны вискограммы $\mu = 0,08 \text{ 1/К}$; коэффициент теплопроводности нефти $\lambda_n = 0,122 \text{ Вт/(м} \times \text{К)}$; удельная теплоемкость нефти $C_p = 1884 \text{ Дж/(кг} \times \text{К)}$; плотность нефти при температуре 293 К $\rho_{293} = 910 \text{ кг/м}^3$; коэффициент объемного расширения нефти $\beta_p = 657 \times 10^{-6} \text{ 1/К}$; коэффициент теплопроводности материала трубопровода (стали) $\lambda_{ст} = 58,15 \text{ Вт/(м} \times \text{К)}$; внешний коэффициент теплоотдачи $\alpha_2 = 14,54 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$.

Необходимо определить возможность работы трубопровода при данных условиях и толщину тепловой изоляции (если она необходима).

Задача 2. Рассчитать оптимальные условия перекачки вязкой нефти по трубопроводу. Технические данные трубопровода и технические характеристики нефти следующие: диаметр трубопровода $D_n = 377 \text{ мм}$; толщина стенки трубопровода $d = 9 \text{ мм}$; длина трубопровода $l = 30 \text{ км}$; расход нефти в трубопроводе $Q = 139 \text{ м}^3/\text{с}$; температура окружающей среды $T_0 = 273 \text{ К}$; коэффициент теплопередачи на турбулентном участке $K_t = 4,07 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$; коэффициент теплопередачи на ламинарном участке $K_{л} = 2,91 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$; плотность нефти $\rho_n = 950 \text{ кг/м}^3$; удельная теплоемкость нефти $C_p = 2093,5 \text{ Дж/(кг} \times \text{К)}$; стоимость единицы энергии, расходуемой на подогрев $\sigma_t = 1,8 \times 10^{-7} \text{ коп/Дж}$; стоимость единицы механической энергии $\sigma_m = 2 \text{ коп/(кВт} \times \text{ч)}$; общий КПД теплосилового оборудования $\eta_t = 0,66$; общий КПД насосно-силового оборудования $\eta_m = 0,79$.

Задача 3. Рассчитать продолжительность нагрева нефти до температуры, обеспечивающей ее вытеснение из трубопровода диаметром $273 \times 8 \text{ мм}$ и длиной 10 км под максимальным давлением, которое развивают насосы, $P = 5 \text{ МПа}$. Зависимость начального напряжения сдвига нефти от температуры имеет вид $\tau_n = 5,8 \times \exp[-0,025(T-293)]$, н/м^2 . Нефтепровод покрыт тепловой изоляцией из пенополиуретана ППУ – 30 с характеристиками: $\lambda_2 = 0,052 \text{ Вт/(м} \times \text{К)}$; $C_{p2} = 780 \text{ Дж/(кг} \times \text{К)}$; $\rho_2 = 130 \text{ кг/м}^3$. Необходимая линейная мощность электроподогрева $q_{л} = 57,6 \text{ Вт/м}$. Температура окружающей среды T_0 равна 252 К . Плотность нефти при температуре 293 К равна 885 кг/м^3 .

Задача 4. Начальная температура жидкости для прогрева системы «трубопровод – грунт» составляет $T_0 = 331,8 \text{ К}$, конечная температура должна быть равной $T_k = 290 \text{ К}$. 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 $1900 \text{ Дж/(кг} \times \text{К)}$, коэффициент теплопередачи K составляет $3,2 \text{ Вт/(м}^2 \times \text{К)}$. 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 $\nu^* = 0,9 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$. Требуется вычислить потери полного напора при перекачке греющей жидкости.

3) Описать методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, образовавшихся в процессе эксплуатации различных трубопроводных систем.

Указания к выполнению задания.

1. Описать системы промыслового сбора для высоковязких и застывающих нефтей и их конструктивные особенности.
2. Кратко описать основные технологии перекачки высоковязких и застывающих нефтей по магистральным нефтепроводам и изменения, вносимые в систему магистральных трубопроводов для их транспортирования.
3. Перечислить операции по заполнению трубопровода высоковязкой и застывающей нефтью.
4. Описать методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в трубопроводах промыслового сбора продукции.
5. Описать методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в магистральных трубопроводах.

Общие сведения.

Многие нефти содержат большое количество парафинов, смол и асфальтенов. Так, парафин содержат: нефти Поволжья – от 2 до 11%, нефти Туркмении – до 16 %, озексуатская нефть (Ставропольский край) – 24% и мангышлакские нефти (Казахстан) – до 29%.

Высоковязкие смолистые нефти при температуре окружающей среды, близкой к температуре застывания, быстро могут потерять подвижность, превратиться в пластическую среду, так называемую неньютоновскую жидкость. Что касается парафинистых нефтей, то при температуре окружающей среды они могут затвердеть, застыть. Помимо этого, высокостывающие нефти, содержащие значительное количество парафина, способны показывать аномальную вязкость, соответствующую пластическому ее состоянию.

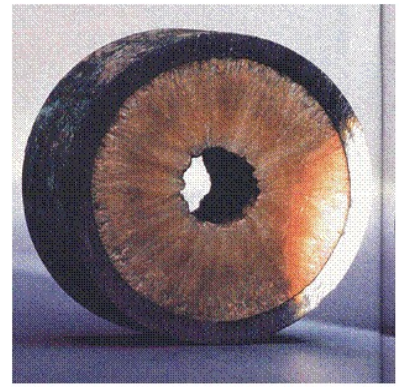
Основной причиной появления аномальной вязкости и пластических свойств нефтей является выпадение парафина при понижении температуры вследствие уменьшения их растворимости.

Асфальто-смолистые вещества, содержащиеся в нефти, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют их росту и обуславливают различие структур нефти. С уменьшением количества асфальто-смолистых веществ в нефтях выпадает небольшое количество крупных кристаллов парафина, формирование структуры происходит быстро. В высокосмолистых нефтях образуется система мелких кристаллов, структура растет медленно.

Именно поэтому выбор того или иного метода транспортирования, схем проектирования и эксплуатации необходимо осуществляется на основе изучения физических свойств добываемых нефтей с учетом конкретных климатических и других местных условий.

В настоящее время открыты и эксплуатируются месторождения с парафинистой нефтью, движение в которой по трубопроводам не подчиняется известным законам гидравлики.

Содержание парафина в некоторых нефтях месторождений достигает 25%, а смол – 55%. Такие нефти при относительно высокой температуре (25 – 30 °C) теряют свою подвижность, и для их транспортирования необходимы поршневые насосы большой мощности. Если вязкость нефти значительно возрастает при снижении температуры, то существенно осложняется пуск нефтепровода после его остановки, а при перекачке парафинистых нефтей может произойти «замораживание» нефтепровода до полного прекращения подачи.



Внешний вид асфальто-смолистых и парафиновых отложений в трубопроводах промышленного сбора

Поэтому для повышения транспортабельности парафинистой нефти по трубопроводам и снижения тем самым мощности насосных установок ее подогревают.

При трубопроводном транспорте таких нефтей для обеспечения заданной пропускной способности и избежания застывания нефти при остановке перекачки необходимо использовать специальные технологии перекачки.

По способу воздействия на перекачиваемую жидкость и структуру потока такие технологии можно разделить на две основные группы.

К первой группе относятся технологии, не изменяющие реологические свойства перекачиваемых нефтей:

- ~ создание с помощью механических устройств (насадок, спиралей и т. д.) пристенного внутреннего слоя из маловязкой жидкости (нефти, нефтепродуктов, воды с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и без них);

- ~ уменьшение шероховатости внутренней поверхности трубопровода или изменение его геометрии (трубы с внутренним покрытием, телескопические трубопроводы);

- ~ последовательная перекачка партий нефти и воды;

- ~ транспортировка нефтяных систем в капсулах или контейнерах (в потоке маловязкой жидкости – нефти, нефтепродукта, сжиженного газа и т. д.) либо в потоке газа (природного газа, воздуха и т. д.).

Вторую группу составляют технологии, связанные с изменением реологических свойств нефти (вязкости, предельного напряжения сдвига и др.).

В свою очередь технологии перекачки высоkozастывающих нефтей, основанные на изменении реологических характеристик транспортируемой жидкости, можно разделить на физические, физико-химические и химические.

~ К физическим методам относятся следующие:

- ~ предварительное изотермическое разрушение структуры нефти (например, прокачиванием ее через диафрагму);

- ~ повышение температуры потока нефти в печах или теплообменниках, расположенных в отдельных пунктах трассы магистрального трубопровода, с использованием для этого различных видов топлива (перекачиваемый продукт, утилизация тепла промышленных производств и т. д.);

- ~ применение трубопроводов-спутников, расположенных снаружи или внутри трубопровода, с использованием различных теплоносителей (горячая вода, пар и т. д.) и схем движения нефти и теплоносителя (параллельно друг другу и на встречу друг другу);

- ~ использование внешнего или внутреннего электрообогрева трубопровода тепловой изоляцией или без нее (гибкие ленты, кабели, импедансный и индукционный способы и т. д.) для разогрева всего объема жидкости или только пристенного слоя.

~ Физико-химические методы можно разделить на следующие типы:

- ~ перекачка в виде эмульсий нефти в воде с использованием стабилизирующих ПАВ и без них;

~
разбавление перекачиваемой нефти маловязкими нефтями и другими углеводородными растворителями (нефтепродукты, газовый конденсат и т.д.);
термообработка путем нагрева нефти до определенной температуры с последующим её охлаждением с заданным режимом до температуры перекачки;
обработка депрессорной присадкой (стимулятором потока) всего объема нефти или только пристенного потока.

К химическим методам относятся депарафинизация и деасфальтизация нефти и ее термодеструкция.

Наиболее ответственными операциями при эксплуатации трубопроводов, перекачивающих высоковязкие и застывающие нефти, являются заполнение трубопровода нефтью и остановка его эксплуатации. Рассмотрите эти процессы подробнее.

Занятие 3 (4 ч.) Тема «Основные характеристики товарной нефти и природного газа для подачи их в систему магистральных трубопроводов»

Задание.

4) Описать характеристики товарной нефти и природного газа, а также правила приема партий продукции и правил испытаний продукции на соответствие заявленным характеристикам.

5) Рассмотреть методики определения характеристик товарной нефти и природного газа для понимания требований, которые предъявляются к партиям продукции.

6) 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 4 (8 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 °С ρ_{20} равна 870 кг/м³, какова плотность этой же нефти при температуре 10 °С.

Задача 2. Плотность нефти при температуре 7 °С ρ_7 равна 875 кг/м³, какова плотность этой же нефти при температуре 15 °С.

Задача 3. Плотность ρ_1 нефти при давлении 0,1 МПа равна 870 кг/м³. Определите ее плотность ρ_2 при давлении 6,0 МПа и той же самой температуре.

Задача 4. Давление P_n в начале 140-го километра участка нефтепровода $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм составляет 6,2 МПа, а P_k в конце участка 0,2 МПа. Определить какова погрешность вычисления массы нефти ($\rho_0 = 870$ кг/м³) в трубопроводе, если не учитывать

поправку на давление (среднее давление на участке принять равным 3,1 МПа; трубу при расчете трубу считать недеформируемой).

Задача 5. Рассчитать плотность нефти при давлении 3,1 МПа и температуре 10 °С, если при температуре 20 °С и атмосферном давлении значение ее плотности равно 875 кг/м³.

Задача 6. Плотность нефти при температуре 20 °С ρ_{20} равна 870 кг/м³, какова плотность этой же нефти при температуре 10 °С.

Задача 7. Плотность нефти при температуре 7 °С ρ_7 равна 875 кг/м³, какова плотность этой же нефти при температуре 15 °С.

Задача 8. Плотность ρ_1 нефти при давлении 0,1 МПа равна 870 кг/м³. Определите ее плотность ρ_2 при давлении 6,0 МПа и той же самой температуре.

Задача 9. Давление P_n в начале 140-го километра участка нефтепровода $D = 820$ мм, $\delta = 10$ мм составляет 6,2 МПа, а P_k в конце участка 0,2 МПа. Определить какова погрешность вычисления массы нефти ($\rho_0 = 870$ кг/м³) в трубопроводе, если не учитывать поправку на давление (среднее давление на участке принять равным 3,1 МПа; трубу при расчете трубу считать недеформируемой).

Задача 10. Рассчитать плотность нефти при давлении 3,1 МПа и температуре 10 °С, если при температуре 20 °С и атмосферном давлении значение ее плотности равно 875 кг/м³.

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 °С равна 5 сСт, а при температуре 0 °С она увеличивается до 30 сСт. Определите вязкость той же нефти при температуре 10 °С.

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_0 равна 252 К. Плотность нефти при температуре 293 К равна 885 кг/м^3 .

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: $\rho_1 = 890 \text{ кг/м}^3$; $\nu_1 = 25$ сСт и №2 – вытесняющей нефти со следующими характеристиками: $\rho_2 = 920 \text{ кг/м}^3$; $\nu_2 = 40$ 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/м^3) нефти от температуры T ($^{\circ}\text{C}$) определяется формулой:

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

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

Плотность ρ , кг/м^3	α , $1/^{\circ}\text{C}$	Плотность ρ , кг/м^3	α , $1/^{\circ}\text{C}$
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/Па. Среднее значение коэффициента β составляет 0,00078 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 $K \approx 1,3 \times 10^9$ 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. $\gamma = du/dy$ (с⁻¹).

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 $dF_{тр}$ между слоями нефти, разделенными площадкой, к площади $d\sigma$ этой площадки: $\tau = dF_{тр}/d\sigma$. Эксперименты показывают, что для ряда жидкостей, в том числе и многих нефтей, касательное напряжение τ пропорционально градиенту скорости du/dy между слоями:

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}, \text{ То есть напряжение трения тем больше, чем больше скорость сдвига слоев}$$

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/К. Формула (6) отражает тот факт, что с изменением температуры вязкость нефти изменяется экспоненциально (рис.2). [1, 6]

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 $1500 - 1200 \text{ Дж}/(\text{кг} \times \text{К})$ или $350 - 600 \text{ кал}/(\text{кг} \times \text{К})$, учитывая что $1 \text{ кал} = 4,1868 \text{ Дж}$.

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 Крего:

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

где ρ_{293} – плотность нефти при 293 К (или 20°C), $\text{кг}/\text{м}^3$; T – абсолютная температура, К . [1, 6]

Теплопроводность нефтей определяет перенос энергии от более нагретых участков неподвижно нефти к более холодным. Количество q тепловой энергии ($\text{Т}/\text{м}^2$), 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, $\text{Вт}/(\text{м} \times \text{К})$. Этот коэффициент для нефтей находится в интервале $0,1 - 0,2 \text{ Вт}/(\text{м} \times \text{К})$. В диапазоне температур $273 - 473 \text{ К}$ коэффициент λ_T можно рассчитать по формуле Крего – Смита:

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

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:

$$\frac{\partial P_s(T)}{\partial T} = \frac{r_{\text{исп}}}{T(V_{\text{п}} - V_{\text{ж}})},$$

Где $r_{\text{исп}}$ – молярная энтальпия испарения, $\text{Дж}/(\text{моль} \times \text{град})$; $V_{\text{п}}$, $V_{\text{ж}}$ – молярные объемы соответственно пара и жидкости, $\text{м}^3/\text{моль}$.

При незначительном изменении отношения молярной энтальпии испарения к разности коэффициентов сжимаемости пара и жидкости от температуры, интегрирование

уравнения (12) приводит к соотношению: $\lg P_s(T) = A + B/T$, 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 :

$$T_3 = \frac{-4,254(\ln n_{50})^2 + 48,347 \cdot \ln n_{50} - 59,5}{1 + 0,184 \cdot \ln n_{50}}$$

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 5 (8 ч.) Тема «Определение плотности нефти»

Определение плотности нефти ареометром (нефтенсиметром).

Данный способ основан на законе Архимеда, согласно которому тело, погруженное в жидкость, теряет в весе столько, сколько весит вытесненный им объем жидкости.

По устройству ареометры могут быть двух типов – с постоянным весом и с постоянным объемом. Наибольшее распространение получили ареометры первого типа.

Ареометр с постоянным весом представляет собой стеклянный цилиндрический сосуд, снабженный снизу багетом в виде мелких металлических шариков. Градуировку ареометров производят через 0,0005 в известном интервале.

Проведение анализа

Определение плотности нефти ареометром выполняется по ГОСТ 3900-85. Пробу испытуемого нефтепродукта наливают в цилиндр емкостью 200 мл на 2 – 3 см ниже верхнего края (не более чем на 2/3 объема). Цилиндр должен быть установлен на ровной поверхности. Чтобы не образовывалась пена на поверхности цилиндра, продукт наливают

не прямо на дно цилиндра, а по стеклянной палочке или по стенкам цилиндра. Если пена все же образовалась, то в случае маловязкого продукта достаточно хлопнуть ладонью по верху цилиндра, а в случае высоковязкого продукта ее надо снять фильтровальной бумагой.

Необходимо, чтобы температуры цилиндра и испытуемой пробы были одинаковыми. Температуру пробы измеряют термометром с ценой деления 1°C до и после измерения плотности. Температура при проведении испытаний должна оставаться постоянной.

Чистый и сухой ареометр (рис. 1) медленно и осторожно опускают в цилиндр с испытуемым продуктом. Ареометр поддерживают за верхний конец, не допуская смачивания части стержня, расположенной выше уровня погружения ареометра. Когда колебания ареометра прекратятся, отсчитывают показания по верхнему краю мениска. При этом глаз должен находиться на уровне мениска (рис. 2). Отсчет по шкале ареометра соответствует плотности нефтепродукта при температуре испытания (г/см^3).

Обработка результатов

Измеренную температуру испытания округляют до ближайшего значения температуры, указанного в табл. 2.

По значению плотности, определенной с помощью ареометра, и округленному значению температуры находят плотность испытуемого продукта при температуре 20°C по табл. 2. За результат испытаний принимают среднее арифметическое двух определений.

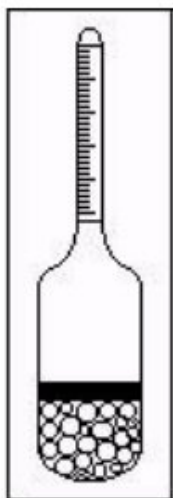


Рисунок 1 – Внешний вид ареометра

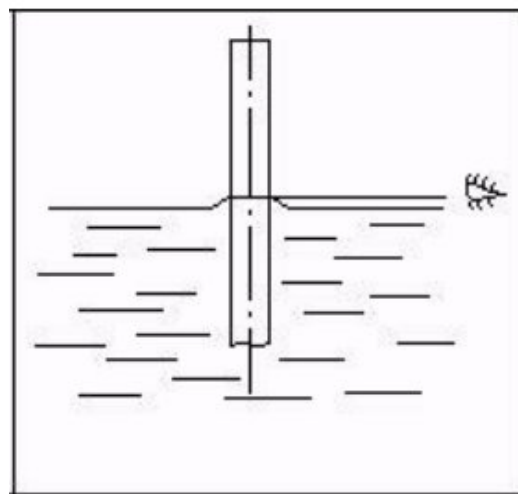


Рисунок 2 – Снятие показаний ареометра визуально

Таблица 2 – Перевод плотности при температуре испытания в плотность при температуре 20°C .

Температура испытаний, $^{\circ}\text{C}$	Плотность по шкале ареометра, г/см^3						
	0,810	0,820	0,830	0,840	0,850	0,860	0,870
	Плотность при 20°C , г/см^3						
10	0,8030	0,8131	0,8232	0,8333	0,8434	0,8534	0,8635
11	0,8037	0,8137	0,8239	0,8340	0,8440	0,8541	0,8641
12	0,8044	0,8145	0,8246	0,8346	0,8446	0,8547	0,8648
13	0,8051	0,8152	0,8253	0,8353	0,8454	0,8554	0,8654
14	0,8058	0,8159	0,8259	0,8360	0,8460	0,8561	0,8661
15	0,8065	0,8166	0,8266	0,8367	0,8467	0,8567	0,8667
16	0,8072	0,8173	0,8273	0,8373	0,8474	0,8574	0,8674
17	0,8079	0,8179	0,8280	0,8380	0,8480	0,8580	0,8681
18	0,8086	0,8186	0,8287	0,8387	0,8487	0,8587	0,8687
19	0,8093	0,8193	0,8293	0,8393	0,8493	0,8593	0,8694

21	0,8107	0,8207	0,8307	0,8407	0,8507	0,8607	0,8706
22	0,8114	0,8214	0,8313	0,8413	0,8513	0,8613	0,8713
23	0,8121	0,8220	0,8320	0,8420	0,8520	0,8620	0,8719
24	0,8128	0,8227	0,8327	0,8427	0,8526	0,8626	0,8726
25	0,8134	0,8234	0,8334	0,8433	0,8533	0,8633	0,8732

Пример пересчета

Плотность нефтепродукта при температуре 24,2 °С равна 0,8235 г/см³. Для пересчета плотности продукта, измеренной при 24,2 °С, на плотность при 20 °С, необходимо:

- 1) округлить температуру испытания до 24,0 °С;
- 2) округлить измеренную плотность до второй значащей цифры, например, до 0,820 г/см³;
- 3) по таблице 2 в горизонтальной графе «Плотность по шкале ареометра» найти округленную величину плотности (0,820);
- 4) в графе «Температура испытания» найти значение температуры – 24,0 °С;
- 5) в таблице 2 найти значение плотности продукта при 20 °С – на пересечении вертикальной и горизонтальной граф – 0,8227 г/см³. Так как при округлении измеренной плотности значение плотности фактически уменьшили на 0,8235 – 0,820 = 0,0035, необходимо прибавить это значение к найденному по таблице значению плотности при 20 °С: 0,8227 + 0,0035 = 0,8262 г/см³. Таким образом, плотность нефтепродукта при 20 °С равна 0,8262 г/см³.

Точность метода

Сходимость. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает 0,0005 г/см³ – для прозрачных продуктов; 0,0006 г/см³ – для темных и непрозрачных продуктов.

Воспроизводимость. Два результата определений, полученные в двух лабораториях, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает 0,0012 г/см³ – для прозрачных продуктов; 0,0015 г/см³ – для темных и непрозрачных продуктов.

Определение плотности нефти пикнометром

Пикнометрический метод является одним из самых точных способов определения плотности нефти (точность до 0,00005). Преимуществом метода является возможность определения плотности в случае малых, по сравнению с другими методами, количеств испытуемого продукта (1 – 20 мл). Определение плотности нефти пикнометром выполняется по ГОСТ 3900-85.

Метод основан на определении относительной плотности – отношения массы испытуемого продукта к массе воды, взятой в том же объеме и при той же температуре. Так как за единицу массы принимается масса 1 см³ воды при температуре 4 °С, то плотность, выраженная в г/см³, будет численно равна плотности по отношению к воде при температуре 4 °С.

Проведение анализа

Стандартной температурой, при которой определяется плотность нефти, является 20 °С. Для определения плотности применяют стеклянные пикнометры различной ёмкости с меткой и капиллярной трубкой.

Каждый пикнометр характеризуется так называемым «водным числом», то есть массой воды в объеме данного пикнометра при 20 °С. Перед определением водного числа пикнометр промывают последовательно хромовой смесью, дистиллированной водой, этиловым спиртом и сушат. Чистый и сухой пикнометр взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,0002 г. С помощью пипетки наполняют пикнометр дистиллированной водой (выше метки). Затем пикнометр с водой термостатируют при 20±0,1 °С в течение 30 минут, удерживая пикнометр в термостате на пробковом поплавке. Когда уровень воды в шейке пикнометра перестанет изменяться, отбирают избыток воды

пипеткой или фильтровальной бумагой, вытирают шейку пикнометра внутри и закрывают пробкой. Уровень воды в пикнометре устанавливают по верхнему мениску. Пикнометр с установленным уровнем воды тщательно вытирают снаружи и взвешивают с точностью до 0,0002 г.

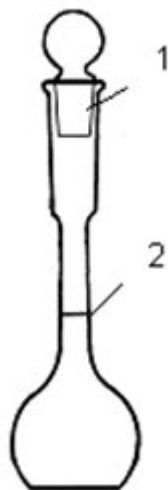


Рисунок 3 – Внешний вид пикнометра:
1 – притертая пробка (для предотвращения потерь нефтепродукта от испарения); 2 – метка, указывающая точный объем пикнометра.

Плотность нефти определяют следующим образом.

Сухой и чистый пикнометр наполняют с помощью пипетки анализируемой нефтью немного выше метки, стараясь не замазать стенки пикнометра. Затем пикнометр с нефтью закрывают пробкой и термостатируют при 20°C 30 минут, пока уровень нефти не перестанет изменяться. Избыток нефти отбирают пипеткой или фильтровальной бумагой. Уровень нефти в пикнометре устанавливают по верхнему мениску. Пикнометр с установленным уровнем вынимают из термостата, тщательно вытирают и взвешивают с точностью до 0,0002 г.

Плотность нефти вычисляют по формуле 1.1:

$$\rho_{20} = \frac{(m_2 - m) \times 0,99703}{m_1 - m} + 0,0012, \quad (1.1)$$

где m – масса пустого пикнометра, г; m_1 – масса пикнометра с водой дистиллированной, г; m_2 – масса пикнометра с нефтью, г; 0,99703 – значение плотности воды дистиллированной при 20 °C, г/см³; 0,0012 – значение плотности воздуха при 20 °C и при барометрическом давлении 1011 гПа (760 мм рт. ст.). Значение 0,0012 надо прибавить к рассчитанной плотности, так как пикнометр перед заполнением жидкости содержал воздух.

Следует обращать внимание на то, чтобы при вытирании пикнометра на его стенках не оставались волокна фильтровальной бумаги или ткани. Нельзя сушить пикнометр путем нагревания. Применение пикнометра позволяет определять относительную плотность с точностью до 0,001.

Следует иметь в виду, что результаты определения плотности искажаются при наличии в исходной нефти воды и механических примесей.

Точность метода

Сходимость. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает 0,0006 г/см³.

Воспроизводимость. Два результата определений, полученные в двух лабораториях, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает 0,0006 г/см³.

ХОД РАБОТЫ:

1. Провести испытания двух или более образцов нефти ареометрическим и пикнометрическим методом.
2. Результаты исследований занести в таблицу 3. Определить тип нефти.

Таблица 3—Сравнительная характеристика образцов нефти

Характеристики образца	Образец №1	Образец №2	Образец №3
Месторождение (район добычи)			
Цвет (желтый, янтарный, темно-коричневый, черный)			
Наличие в нефти капель воды или механических примесей			
Для ареометрического метода			
Объем пробы, см ³			
Температура испытаний, °С (если отличие от 20 °С)			
Плотность при температуре испытаний, г/см ³			
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³ (пересчитанная)			
Для пикнометрического метода			
Масса пустого пикнометра m, г			
Масса пикнометра с водой дистиллированной m ₁ , г			
Масса пикнометра с нефтью m ₂ , г;			
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³			
Тип нефти			

Занятие 6 (8 ч.) Тема «Определение вязкости нефти»

Определение кинематической вязкости нефти капиллярными вискозиметрами

Настоящий метод применяется для определения кинематической вязкости жидкой нефти, которая при температуре испытания представляет собой ньютоновскую жидкость. Сущность метода заключается в измерении времени истечения определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести.

Сущность метода

Определение вязкости с помощью капиллярного вискозиметра в измерении времени истечения определенного объема испытуемой нефти из капилляра от метки М₁ до метки М₂ под влиянием силы тяжести (рис. 4, 5).

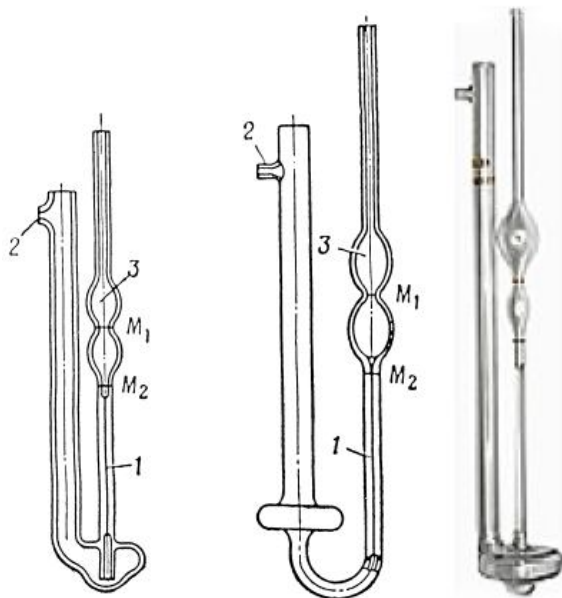


Рисунок 4 – Вискозиметры типа ВПЖ-2 и Пинкевича: 1 – капилляр вискозиметра; 2 – отводная трубка; 3 – расширение вискозиметра

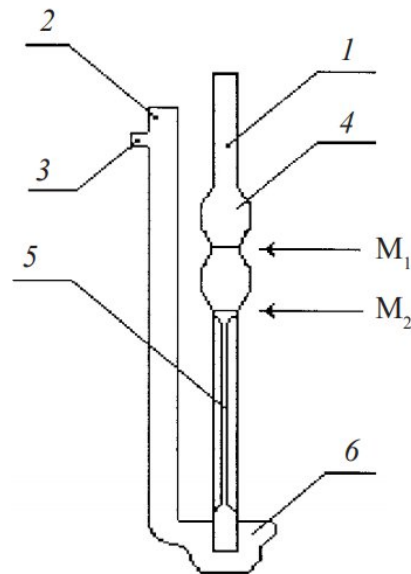


Рисунок 5 – Вискозиметр капиллярный: 1, 2 – колена; 3 – отводная трубка; 4 – расширение; 5 – капилляр; 6 – резервуар

Проведение анализа

Вискозиметр заполняют испытуемым нефтепродуктом следующим образом. На отводную трубку 3 надевают резиновый шланг; далее, зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают ее (с помощью груши) до отметки M_2 , следя за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха. В тот момент, когда уровень жидкости достигнет отметки M_2 , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро переворачивают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны колена 1 избыток жидкости и надевают на него резиновую трубку.

Вискозиметр устанавливают вертикально в жидкостном термостате (бане) так, чтобы расширение 4 было ниже уровня жидкости. После выдержки в термостате не менее 15 мин. при заданной температуре засасывают жидкость в колено 1 примерно до 1/3 высоты расширения 4.

Сообщают колено 1 с атмосферой и определяют время опускания мениска жидкости от отметки M_1 до отметки M_2 . Определение производят не менее трех раз. Результаты трех последовательных измерений не должны отличаться более чем на 0,2 %. В противном случае определения необходимо повторить.

Расчет кинематической вязкости η ($\text{мм}^2/\text{с}$) ведется по формуле 2.1:

$$v = c \times t, \quad (2.1)$$

где c – постоянная вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$; t – среднее арифметическое время истечения из результатов последовательных измерений, с.

По измеренному значению кинематической вязкости вычисляют динамическую вязкость μ ($\text{мПа} \times \text{с}$) испытуемого нефтепродукта по формуле 2.2:

$$\mu = v \times \rho, \quad (2.2)$$

где ρ – кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$; ρ – плотность нефти при температуре проведения анализа вязкости, $\text{г}/\text{см}^3$ (определяется экспериментально при температуре измерения вязкости нефтепродукта или вычисляется по значению плотности при другой температуре). Результаты определения кинематической и динамической вязкости округляют до 0,1.

Определение условной вязкости на вискозиметрах типа ВУ

Метод определения условной вязкости применяется для нефтей, дающих непрерывную струю в течение всего испытания и вязкость которых нельзя определить

капиллярными вискозиметрами.

Испытание проводится в вискозиметрах типа ВУ, упрощенная схема которого представлена на рис. 6. Вискозиметр типа ВУ состоит из внутреннего резервуара 1, снабженного сточной трубкой 2 калибровочного диаметра для истечения жидкости. Внутренний резервуар в водяную или масляную баню 3, снабженную мешалкой 4. Подогрев бани осуществляется при помощи электрической печки 5. Температура бани измеряется термометром. Резервуар 1 закрывается крышкой 6, имеющей два отверстия, в одно из которых вставляется специальный термометр 7, а в другое – деревянный заостренный стержень 8, с помощью которого закрывается и открывается отверстие сливной трубки 2 на дне резервуара 1. Внутри резервуара прикреплены три заостренных и изогнутых под прямым углом штифта 9. Служащих указателем уровня нефти, заливаемой в вискозиметр. Объем резервуара 1 от дна до конца штифтов составляет около 240 мл.

Весь прибор устанавливается на треножнике 10, снабженном установочными винтами 11.

Для измерения объема вытекающей из вискозиметра нефти к прибору прилагается специальная измерительная колба 12 с отметкой 200 мл.

Подготовка пробы.

Произведите обезвоживание анализируемой нефти, взболтав ее со свежепрокаленной и охлажденной поваренной солью, сульфатом натрия или с зерненым хлористым кальцием. После того как анализируемый нефтепродукт отстоится, профильтруйте его через сетку с не менее чем 566 отверстиями на 1 см².

Подготовка прибора.

Перед каждым определением условной вязкости резервуар вискозиметра и его сточную трубку тщательно промойте чистым профильтрованным легким бензином и просушите воздухом (вытирать внутренний резервуар нельзя, допускается снимать оставшиеся капли фильтровальной бумагой, все края которой ровно обрезаны).

Проведение анализа

Сточное отверстие резервуара подготовленного вискозиметра плотно закрывается стержнем. Подготовленную анализируемую жидкость, осторожно наливают, чтобы при этом не образовалось пузырьков воздуха, в резервуар вискозиметра до уровня, немного превышающего уровень крючков.

В ванну вискозиметра наливают воду (для определения вязкости при температуре ниже 80 °С) или нефтяное масло, имеющее вязкость 20 – 60 сСт и температуру вспышки не ниже 180 °С (для определения вязкости при температуре 30 – 100 °С).

Регулятор мощности подсоединяют к вискозиметру и включают его в сеть. Нагревают воду в ванной на 0,5 °С выше заданной температуры.

Получив соответствующую температуру жидкости в ванне, поддерживают ее на этом уровне, перемешивая воду мешалкой и, когда требуется, включая электрообогрев. Нефть также перемешивают наконечником термометра, осторожно вращая для этого крышку резервуара с установленным в ней термометром. Температуру нефти доводят точно до заданного значения и выдерживают ее в течение 5 мин с отклонениями, не превышающими 0,2 °С. Соответствующую температуру нефти поддерживают неизменной всё время опыта, для чего следует регулировать мощность, выделяемую нагревателем.

Подняв и отпустив стержень, кратковременно открывают сточное отверстие, чтобы поверхность нефти в резервуаре достигла начального уровня.

Если нефтепродукта вытечет больше, чем нужно, следует осторожно добавлять его по каплям до достижения уровня остриев крючков, следя за тем, чтобы при этом в нефти не образовалось пузырьков воздуха.

Под сточное отверстие вискозиметра поставьте чистую измерительную колбу и продолжайте помешивать нефтепродукт, осторожно вращая вокруг стержня крышку резервуара с термометром.

Когда показание термометра резервуара совпадает с заданным значением температуры для определения вязкости, следует выждать еще 5 минут, затем быстро вынуть стержень из сточной трубки и одновременно нажать кнопку секундомера.

Когда уровень нефтепродукта в измерительной колбе достигнет отметки 200 мл (пена в расчет не принимается), остановите секундомер и отсчитайте время истечения нефтепродукта с точностью 0,2 с.

Порядок расчета вязкости

Условную вязкость анализируемой нефти при температуре t (ВУ t) в условных градусах следует вычислить по формуле 2.3:

$$\text{ВУ}t = \frac{t_t^H}{t_{20^\circ}^{\text{H}_2\text{O}}}, \quad (2.3)$$

где t_t^H – время истечения из вискозиметра 200 мл анализируемой нефти при температуре испытания t ; $t_{20^\circ}^{\text{H}_2\text{O}}$ – водное число вискозиметра, равное 52 с.

5 ТЕМЫ ДИСЦИПЛИНЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ

1. Безразмерный критерий Шухова.
2. Влияние эффекта Джоуля-Томсона на температуру газа в газопроводе.
3. Дать определение технико-экономическим показателям газопровода.
4. Дать определение требований к устройству трубопроводов.
5. Зависимость производительности газопровода от температуры.
6. Значение коэффициента гидравлических сопротивлений для различных зон трения.
7. Изготовление кривых и монтажных узлов.
8. Инженерная подготовка трассы трубопровода.
9. Как осуществляется переход газопровода через железнодорожные пути.
10. Как осуществляется промывка и продувка трубопроводов.
11. Как проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность.
12. Как производится монтаж трубопроводов.
13. Как производится размещение опор и подвесок трубопроводов.
14. Как производится размещение трубопроводов.
15. Какие существуют требования к монтажу трубопроводов.
16. Контроль сооружения воздушных переходов.
17. Контроль сооружения переходов через мелкие водные преграды.
18. Коэффициент эффективности.
19. Методы испытания газопровода.
20. Монтаж и приемка линейной части газораспределительных станций.
21. Монтаж и приемка линейной части компрессорных станций.
22. Монтаж и приемка линейной части насосных станций.
23. Наземная укладка трубопровода на свайных опорах.
24. Назначение и виды земляных работ.
25. Наклонный газопровод. Рельефный газопровод.
26. Одиночный газопровод с участками различного диаметра.
27. Определение и назначение антикоррозийной изоляции.
28. Определение монтажных работ.
29. Определение объемов земляных работ.
30. Определение объемов монтажных работ.
31. Определение предварительной планировки строительной площадки.
32. Основные технические данные наиболее распространенных центробежных насосов.
33. Особенности строительства трубопроводов в условиях Крайнего Севера и сходных с ним районах.
34. Переходы через железные и автомобильные дороги.
35. Порядок выбора оптимального комплекса землеройно-транспортных машин.
36. Порядок сдачи-приемки смонтированных трубопроводов.
37. Расчет сложных газопроводов.

38. Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов.
39. Универсальная формула ВНИИГаза.
40. Уравнение неразрывности и уравнение движения (уравнение баланса удельной энергии).
41. Физико-механические свойства грунта.

Вопросы для самоконтроля.

1. Виды транспорта нефти и нефтепродуктов. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Основные системы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.
2. Структура и состав сооружений магистрального нефтепровода.
3. Виды транспорта газа. Трубопроводный транспорт газа. Основные системы трубопроводного транспорта газа.
4. Структура и состав сооружений магистрального газопровода.
5. Классификация магистральных трубопроводов и их участков. Способы прокладки и методы строительства магистральных трубопроводов.
6. Способы прокладки и методы строительства переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные преграды.
7. Состав оборудования, технологическая схема и генеральный план перекачивающих станций.
8. Состав оборудования, технологическая схема и генеральный план компрессорных станций.
9. Методы строительства перекачивающих и компрессорных станций.
10. Методы строительства морских нефте- и газопроводов.
11. Схемы перекачки нефти и нефтепродуктов.
12. Режимы работы магистрального нефтепровода.
13. Последовательная перекачка нефтепродуктов.
14. Особенности транспортировки высоковязких застывающих нефтей.
15. Режимы работы магистрального газопровода.
16. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с приводом от газотурбинной установки (ГТУ).
17. Виды работ при техническом обслуживании и ремонте магистральных трубопроводов.
18. Методы производства работ при проведении ремонта магистральных трубопроводов.
19. Классификация, конструкция и состав оборудования резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.
20. Эксплуатация резервуарных парков перекачивающих станций и нефтебаз.
21. Назначение и устройство подземных хранилищ газа.
21. Эксплуатация подземных хранилищ газа.
22. Определение толщины стенки магистрального нефте-, газопровода.
23. Проверочный расчет на прочность и общую устойчивость трубопровода.
24. Совмещенная характеристики насос-трубопровод.
25. Порядок подготовки нефтеперекачивающей станции к запуску. Пуск НПС. Контроль за работой оборудования НПС.
26. Механический расчет вертикального стального резервуара РВС. Расчет толщин стенок в поясах РВС. Проверочный расчет на прочность и устойчивость РВС.
27. Автоматизированный учет нефти на НПС с использованием систем измерения количества и качества нефти СИКН.
28. Структура и основные показатели производственной деятельности акционерной компании по транспортировке нефти ОАО АК «Транснефть».
29. Структура и основные показатели производственной деятельности акционерной компании по транспортировке нефтепродуктов ОАО АК «Транснефтепродукт».

30. Основные положения и область применения СНИП 2.05-06-85* «Магистральные трубопроводы».

31. Основные-положения и область применения СНИП III-42-80* «Магистральные трубопроводы».

32. Основные положения и область применения СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

33. Основные положения и область применения ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов».

6 ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

№ п/п	Наименование раздела	Виды учебных занятий	Образовательные технологии
1.	Совершенствование технической вооружённости газонефтегазотранспортной отрасли	Лекция 1.	Вводная лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 1.Практическая работа 1.	Работа нормативными источниками и типовыми методиками расчета, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), решение задач, тестирование
		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
2.	Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов	Лекция 2.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 2.Практическая работа 2.	Работа нормативными источниками и типовыми методиками расчета, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), решение задач, тестирование
		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
3.	Гидродинамика газожидкостных потоков. Тепловой и гидравлический расчёт	Лекция 3.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение

	режимов перекачки		вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 3.Практическая работа 3.	Работа нормативными источниками и типовыми методиками расчета, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), решение задач, тестирование
		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, изучение глоссария
4.	Последовательная перекачка нефтей. Смесеобразование в трубопроводе	Лекция 4.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 4.Практическая работа 4.	Работа нормативными источниками и типовыми методиками расчета, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), решение задач, тестирование
		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.	Транспорт газонасыщенных нефтей и широкой фракции углеводородов	Лекция 5.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 5.Практическая работа 5.	Работа нормативными источниками и типовыми методиками расчета, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), решение задач, тестирование
		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
6.	Транспорт высоковязких и застывающих нефтей	Лекция 6.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 6.Практическая работа 6.	Работа нормативными источниками и типовыми методиками расчета, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), решение задач, тестирование
		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

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

1. При перекачке газа чаще всего встречается режим:

- а) смешанного трения;
- б) гидравлического гладкого трения;
- в) ламинарный;
- г) квадратичного сопротивления.

2. Укажите меры борьбы с гидратообразованием в газопроводе:

- а) обессоливание;
- б) стабилизация;
- в) очистка от сероводорода;
- г) обезвоживание.

3. Заводская изоляция магистрального газопровода состоит из:

- а) экструдированного полиэтилена;
- б) термоусадочной муфты;
- в) адгезионного покрытия;
- г) термоусадочной манжеты;
- д) скального листа;
- е) эпоксидного праймера.

4. Трубопроводы какого диаметра используются в трубопроводном транспорте газа?

- а) 210 – 1600;
- б) 50 – 1000;
- в) 219 – 1220;
- г) 27-1400;
- д) нет верного ответа.

5. Марка центробежного насоса НМ 1250-230. Что означает число 1250?

- а) напор;
- б) мощность;
- в) подача;
- г) скорость потока.

6. При движении газа по газопроводу его плотность:

- а) увеличивается;
- б) уменьшается;
- в) остается постоянной;
- г) нет правильного варианта ответа.

7. Ко второму классу относятся магистральные нефтепроводы с рабочим давлением:

- а) от 0,3 до 0,7 МПа;
- б) от 0,7 до 1,2 МПа;
- в) от 1,2 до 2,5 МПа;
- г) от 2,5 до 10 МПа;
- д) нет правильного варианта ответа.

8. Необходимость охлаждения газа после его компримирования обусловлена:

- а) нет правильного варианта ответа
- б) увеличением затрат мощности на перекачку;
- в) отрицательным влиянием высокой температуры газа на изоляционное покрытие газопровода;
- г) все вышеперечисленные пункты.

9. Что не относится к линейной части магистрального газопровода:

- а) узлы подключения КС к МГ;
- б) линии технологической связи;
- в) узлы очистки газопровода;
- г) отводы от МГ для подачи газа потребителям.

10. Через какое расстояние обычно размещают промежуточные НПС?

- а) 100-200 км;
- б) 50-200 км;
- в) 50-100 км;
- г) 100-350 км.

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

Абразия – процесс разрушения берегов водоема под воздействием на них ветровых волн.

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.

Акватория – определенный (или изолированный участок) водной поверхности естественного или искусственного водоема.

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.

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.

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

Балластировка – метод фиксации размытых участков трубопроводов с помощью пригруз.

Балтийская система высот – система абсолютных отметок земной поверхности, начальным уровнем которой является нуль Кронштадского футштока, соответствующий уровню Балтийского моря.

Банкет – вид укрытия выступающих участков подводного трубопровода.

Батиметрическая карта – карта, на которой изолиниями изображено распределение глубин в реке, озере (водохранилище).

Вантуз – штуцер в верхней части трубопровода.

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. Объемы 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.

Взлив – общий уровень жидкости в резервуаре.

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).

Внешняя диагностика перехода МН через водный объект – регулярное и периодическое уточнение профиля предельного размыва русла реки и ее поймы в створе перехода и определение остаточного ресурса перехода по гидроморфологическим факторам.

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.

Водоём - водный объект в углублении суши, характеризующийся замедленным движением воды или полным её отсутствием /ГОСТ 19179-73/.

Водомерный пост – устройство для систематических измерений высоты уровня вод. Виды водомерных постов: речные; свайные.

Водоотлив - удаление поверхностных и подземных вод из шахт, карьеров, горных выработок, котлованов, траншей и т. п. /БСЭ/

Водосбор - часть поверхности суши, с которой поверхностные воды стекают в главный водоем (море, озеро, реку); вместе с водоемом образует единую экосистему.

Водоток - водный объект, характеризующийся движением воды в направлении уклона в углублении земной поверхности /ГОСТ 19173-73/.

Воздушный переход магистрального нефтепровода - участок надземного нефтепровода, проложенного через искусственные или естественные преграды. Воздушные переходы по конструкции делятся на следующие виды: арочный; балочный; вантовый; гибкий переход.

ВОЛС - воздушная линия связи.

Выпучивание – местное повышение поверхности породы в результате набухания или горного давления.

ГВД - горизонт высоких вод.

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.

Гидрогеологический разрез (профиль) – геологический разрез, на котором показаны водоносные породы, свободные поверхности грунтовых вод, уровни воды в скважинах и выработках и другие гидрогеологические факторы.

Гидрологическая карта – карта, на которой показано распространение различных типов подземных вод в породах, химическая характеристика вод, глубина залегания и другие характеристики.

Гидрологический процесс – последовательное развитие во времени и пространстве гидрологических явлений, определяющих режим водных объектов.

Гидрологический режим – закономерные изменения состояния водного объекта во времени, обусловленные физико-географическими свойствами бассейна и его климатическими условиями.

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

Глубина заложения – расстояние от поверхности земли до верхней части трубопровода.

Глубинная эрозия – эрозия, в результате которой происходит углубление овражного и речного дна и врезание реки в долину. Наиболее интенсивно проявляется в горных реках.

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.

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 накапливания необходимых для перекачки объемов нефтепродуктов, их количественного учета и для компенсации неравномерности поступления и откачки нефтепродуктов. Используется также название Магистральная перекачивающая станция.

Горизонт высоких вод (ГВД) – высота наивысшего уровня воды в году или за многолетний период.

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.

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.

Дюкер - подводный трубопровод.

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.

Запасовка - процесс ввода ВИС в камеру пуска в «стартовое» положение. Запуск снаряда в трубопровод обеспечивает поток перекачиваемого продукта.

Затор – закупорка живого сечения реки в период осеннего ледостава массой внутриводного льда и шуги.

Импеллер – лопаточная машина, заключенная в кольцо.

Инженерно-геологическая съемка – комплексное исследование геологического строения, геоморфологии, гидрогеологических условий, геологических процессов, физико-технических свойств пород.

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.

Кадастр земельный - систематизированный свод достоверных сведений о земле как главном средстве производства в сельской и лесной сфере. В 3.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.

Камеры пуска-приема очистных и диагностических устройств - устройства с технологической обвязкой нефтепроводов и запорной арматурой для пуска и приема технических устройств в потоке нефти.

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.

Карст – своеобразные формы рельефа, образованные в результате воздействия движущейся воды на растворимые горные породы.

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

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.

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.

КПЗС – камера приема-пуска скребка. Другие названия: КППОУ, КППС.

КППОУ - камера приема и пуска очистного устройства (скребка). Другие названия: КПЗС, КППС.

КППС – камера приема-пуска скребка. Другие названия: КПЗС, КППОУ.

Кривая вставка – вид дефекта. Представляет собой самодельно сваренный из прямых кусков труб изогнутый участок трубопровода. В настоящее время кривые вставки положено заменять плавно искривленными трубопроводами, изготовленными в заводских условиях.

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/

Ледостав – процесс замерзания водной поверхности.

Ледоход – процесс таяния и сплава льда.

Ледяной покров - сплошной неподвижный лёд на поверхности водного объекта /ГОСТ 19179-73/.

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.

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.

Локальный мониторинг водного объекта – система регламентированных наблюдений, оценок и прогнозов определенных характеристик водного объекта, проводимых водопользователем в соответствии с Водным Кодексом.

Магистральная перекачивающая станция – см. Головная перекачивающая станция.

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

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.

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

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

Меженный уровень воды – уровень воды, минимальный по данному водомерному посту.

Межень – периоды внутригодового цикла, когда наблюдается низкая водность вследствие резкого снижения притока воды с водосборной площади.

Механическая примесь (осадок) – результат накопления на пониженных участках трубопроводов глины, песка и рыхлого осадка сульфида железа, которые на поверхности металла трубопровода образуют гальваническую пару. Для удаления скопившейся внутри труб воды и осадков через них периодически пропускают скребки, что значительно продлевает срок службы трубопровода.

Мониторинг инженерного сооружения – комплексная система регламентированных периодических наблюдений, оценки и прогноза определенных

характеристик и параметров инженерных сооружений, расположенных в пределах водного объекта, проводимых водопользователем в соответствии с Водным Кодексом РФ.

Мониторинг – комплексная система регламентированных периодических наблюдений, оценки и прогноза изменений состояния природной среды с целью выявления негативных изменений и выработки рекомендаций по их устранению или ослаблению.

Наводнение – затопление речной долины выше ежегодно заливаемой поймы или местности, обычно свободной от воды (осушенной, прибрежной, приморской, вокруг озера, понижения местности). Возникает из-за резкого увеличения притока талых и (или) дождевых вод, загромождения русла реки льдом (весной), шугой или донным льдом (осенью), ветрового нагона воды в устьях рек или на низких побережьях морей (обычно в заливах и на островах). Особый случай Н. – одна из форм стихийного бедствия.

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.

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

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. 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.

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.

Нуль Кронштадтского футштока – см. *Балтийская система высот*.

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).

Оползень – скользящее смещение горных пород по склону под влияние силы тяжести.

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 отрезок трубы является градуировочная характеристика.

ОУ – очистное устройство (скребок).

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

Очистной скребок (скребок, ОУ) - внутритрубный снаряд, предназначенный для очистки внутренней полости и стенок трубопровода от отложений, загрязнения и посторонних предметов.

Паводок – быстрый, но кратковременный подъем уровня воды в реке, завершающийся также его быстрым спадом.

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.

Пересечение - пересечение нефтепровода с другими коммуникациями или объектами (например, автотрасса, железная дорога). Виды пересечений: воздушный переход; подземный переход.

Плес - глубоководный широкий участок реки с медленным течением, где оседают на дно ил и другие материалы.

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.

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

Подводный переход магистрального нефтепровода (ППМН) - линейная часть нефтепровода со всеми сооружениями, проходящие через водные преграды. Другое определение: участок нефтепровода, проложенного через реку или водоем шириной в межень более 25 м.

Подземный переход магистрального нефтепровода - участок подземного нефтепровода при переходе через искусственную или естественную преграды.

Подпорный насос – гидравлическая машина для создания необходимого на входе

основного насоса напора, обеспечивающего его бескавитационную работу.

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.)**.

Пойма - часть дна речной долины сложенная наносами и периодически заливаемая в половодье и паводки /ГОСТ 19179-73/.

Половодье –фаза водного режима реки, характеризующаяся наибольшей в году водоносностью, высоким и длительным подъемом уровня, сопровождающееся выходом воды из русла на пойму;ежегодно повторяющееся, обычно в один и тот же сезон года, относительно длительное и значительное увеличение водности реки, вызывающее подъем ее уровня. Нередко сопровождается выходом рек из русла и затоплением поймы. Кратковременное П. - паводок.

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.

Потеря металла – изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальнымтоньшением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.

ППМН - подводный переход магистрального нефтепровода. (Англ. Underwatercrossing).

Пресные водоемы - водоемы с соленостью воды до 0,5 промилле.

Пригрузка – утяжеляющий груз для балластировки.

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

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.

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

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

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

ПРУ-Д – приемо-раздаточное устройство донное.

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.

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

Распределительный трубопровод – см. Отвод.

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

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

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

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.

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

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

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

Репер водомерного поста – обязательная часть водомерного поста, устанавливаемого на берегу реки (водохранилища, озера, канала).

Русло – профиль выработанный течением реки.

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.

Скребок – см. Очистной скребок.

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.

Солифлюкция – сползание по склону грунта, насыщенного водой.

СППТР - Специализированное подразделение подводно-технических работ.

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.

Створ гидрометрический (гидроствор) – поперечник через реку, перпендикулярный общему направлению течения воды, в котором производят измерение глубин расходов воды и насосов.

Сток - стекание дождевых и талых вод в водоемы и понижение рельефа, происходящее как на земной поверхности (поверхностный С.), так и в толще почвогрунта (подземный С.). Составное звено круговорота воды на Земле. Отношение величины С. к количеству осадков, выпавших на площади водосбора и сформировавших этот С., называют коэффициентом стока и выражают в процентах.

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

Термокарст – явление неравномерного проседания или провала почвы и подстилающих ее горных пород в результате вытаявания из них подземного льда.

Техническая диагностика - техническое диагностирование трубопровода.

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

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).

УДЗ - установка дренажной защиты.

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.

Урез реки – граница воды у берега водоема.

Уровень воды – высота водной поверхности, относительно нуля Кронштадского футштока.

Устье реки – место, где река впадает в море (океан).

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/.

Шуга – скопления рыхлого льда.

Шурф – вертикальная (или наклонная) подземная выработка малого сечения, имеющая выход на поверхность земли и предназначенная для взятия проб грунта, опробования вод и др.

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. Инженерная подготовка трассы трубопровода.
2. Изготовление кривых и монтажных узлов.
3. Наземная укладка трубопровода на свайных опорах.
4. Контроль сооружения переходов через мелкие водные преграды.
5. Контроль сооружения воздушных переходов.
6. Переходы через железные и автомобильные дороги.
7. Особенности строительства трубопроводов в условиях Крайнего Севера и сходных с ним районах.
8. Монтаж и приемка линейной части компрессорных станций.
9. Монтаж и приемка линейной части насосных станций.
10. Монтаж и приемка линейной части газораспределительных станций.

Контрольные вопросы для проведения итоговой аттестации (экзамена):

1. Автоматическая защита и управление магистральными и подпорными насосными агрегатами.
2. Автоматизация вспомогательных систем.
3. Автоматическое пожаротушение.
4. Телемеханизация объектов магистральных трубопроводов.
5. Общая характеристика трубопроводного транспорта нефти, природного газа и нефтепродуктов.
6. Необходимое число параметров, определяющих движение многофазного потока.
7. Исследование возможностей расчета газожидкостного потока по расходным кинематическим параметрам.
8. Уравнения одномерного установившегося движения газожидкостных смесей в трубах.
9. Интегрирование уравнения движения газожидкостной смеси при пузырьковой структуре потока.
10. Определение потерь на трение при пробковой структуре течения смеси.
11. Исходные данные для технологического расчета магистральных нефтепроводов.
12. Трасса магистрального нефтепровода.
13. Расчетная температура перекачиваемой нефти. Плотность и вязкость нефти. Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода.
14. Укрупненные технико-экономические показатели.
15. Уравнение неразрывности и уравнение движения.
16. Массовый расход для заданной разности давлений.
17. Коммерческий расход газа.
18. Изменение давления по длине газопровода.

19. Изменение температуры газа по длине газопровода.
20. Безразмерный критерий Шухова.
21. Формула конечной температуры газа в газопроводе.
22. Зависимость производительности газопровода от температуры.
23. Влияние эффекта Джоуля-Томсона на температуру газа в газопроводе.
24. Необходимость охлаждения газа на компрессорных станциях.
25. Влияние рельефа трассы на пропускную способность газопровода.
26. Коэффициент гидравлического сопротивления.
27. Коэффициент эффективности.
28. Универсальная формула ВНИИГаза.
29. Значение коэффициента гидравлических сопротивлений для различных зон трения.
30. Одиночный газопровод с участками различного диаметра.
31. Общие принципы проектирования систем нефтепродуктопроводов.
32. Приближенная теория смесеобразования в трубопроводе при последовательной перекачке нефтепродуктов.
33. Влияние различных факторов на процесс смесеобразования при турбулентном режиме.
34. Гидравлический расчет нефтепродуктопровода при последовательной перекачке.
35. Расчет изменения пропускной способности нефтепродуктопровода при последовательной перекачке нефтепродуктов с разной вязкостью.
36. Прием и реализация смеси нефтепродуктов на конечном пункте нефтепродуктопровода.
37. Мероприятия по уменьшению количества смеси при последовательной перекачке.
38. Особенности последовательной перекачки нефтей.
39. Контроль последовательной перекачки нефтепродуктов.
40. Смешение жидкостей в трубопроводе при изменении скорости перекачки.
41. Смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов различной вязкости.
42. Распределение смеси на конечном пункте трубопровода.
43. Смесеобразование при неизотермическом режиме последовательной перекачки.
44. Эффективный коэффициент диффузии в условиях неизотермичности.
45. Закономерность изменения концентрации по длине горячего трубопровода.
46. Определение объема смеси при последовательной перекачке подогретых жидкостей по трубопроводу с несколькими тепловыми станциями.
47. Нефтяной газ.
48. Перекачка газонасыщенных нефтей.
49. Трубопроводный транспорт конденсата и широкой фракции легких углеводородов.
50. Особенности движения газожидкостных смесей по трубопроводам.
51. Исходные данные для теплового расчета горячих нефтепроводов.
52. Тепловой режим магистральных трубопроводов.
53. Гидравлический режим горячих нефтепроводов.
54. Оборудование для подогрева нефти.
55. Теплоизолированные трубопроводы.
56. Перекачка нефтей, являющихся неньютоновскими жидкостями.
57. Оптимальная температура подогрева.
58. Расстановка станций на горячем нефтепроводе.
59. Увеличение пропускной способности горячих нефтепроводов.
60. Особые режимы работы горячих трубопроводов.

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	
Текущий контроль:			
<i>подготовка к лекционным занятиям</i>	<i>0,5 балла</i>	<i>1 балл</i>	<i>6 баллов</i>
<i>выполнение и защита лабораторных работ</i>	<i>1 балл</i>	<i>3 баллов</i>	<i>18 баллов</i>
<i>выполнение и защита практических работ</i>	<i>1 балл</i>	<i>3 баллов</i>	<i>18 баллов</i>
<i>промежуточная аттестация (тестирование с собеседованием по итогам теста)</i>	<i>1 балл</i>	<i>10 баллов</i>	<i>10 баллов</i>
Итоговая аттестация	1 балл	48	48 баллов
Итого за семестр(экзамен по дисциплине)	52	100	100 баллов

9 УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

9.1 Основная литература

1. Полубоярцев, Е. Л. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебное пособие / Е. Л. Полубоярцев, Е. В. Исупова. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. — 212 с. — ISBN 978-5-9729-1000-7. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/123900.html>

2. Юшин, Е. С. Насосное оборудование системы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: конструкция, эксплуатация и расчет : учебное пособие / Е. С. Юшин. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. — 212 с. — ISBN 978-5-9729-0957-5. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/124180.html>

3. Артюшкин, В. Н. Приоритетные направления энергоснабжения в трубопроводном транспорте нефти : монография / В. Н. Артюшкин. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. — 136 с. — ISBN 978-5-9729-0377-1. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/114953.html>

9.2 Дополнительная литература

1. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач. Том 1: учебное пособие / А. А. Гладенко, С. М. Чекардовский, С. Ю. Подорожников [и др.]; под редакцией Ю. Д. Земенков. — Омск: Омский государственный технический университет, 2017. — 427 с. — ISBN 978-5-8149-2551-0. — Текст: электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS: [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/78513.html>.

2. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач. Том 2: учебное пособие / А. А. Гладенко, С. М. Чекардовский, С. Ю. Подорожников [и др.]; под редакцией Ю. Д. Земенков. — Омск: Омский государственный технический университет, 2017. — 352 с. — ISBN 978-5-8149-2552-7. — Текст: электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS: [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/78514.htm>.

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://ogjrussia.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.rogtecmagazine.com/about-us-russian.php>

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

9.4 Программное обеспечение

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. Программное обеспечение «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;
- ~ видеоувеличитель Optelec Compact Mini World;
- ~ дисплей Брайля 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)