

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.02.04 «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах»

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.02.04* «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах» 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 «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах» утверждена на заседании кафедры геологии и нефтегазового дела, протокол № 9 от 28 мая 2026г.

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



Денисова Я.В.

1 ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель дисциплины – формирование системных знаний и представлений о технологии сбора продукции скважин и процессах подготовки углеводородных полезных ископаемых (нефти, природного газа и газового конденсата) на промыслах.

В процессе изучения дисциплины студенты должны понять и усвоить технологическую цепочку движения нефти, газа и воды от скважин до конечного пункта на месторождении, принцип действия промысловых установок и оборудования, приобрести навыки расчетов отдельных технологических узлов.

Задачи дисциплины:

ознакомление студентов с комплексом установок и сооружений по сбору, подготовке и транспорту скважинной продукции на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях;

усвоение студентами основ, терминов и понятий при проектировании и эксплуатации систем сбора и промысловой подготовки скважинной продукции;

освоение методик решения практических задач при сборе и подготовке продукции добывающих скважин на промыслах;

применение полученных знаний, навыков и умений в последующей профессиональной деятельности.

2 МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах» относится к части блока Б1 «Дисциплины (модули)» учебного плана, формируемой участниками образовательных отношений и является обязательной для изучения.

Пререквизиты дисциплины (модуля): базируется на дисциплинах учебного плана подготовки бакалавров, предшествующих указанной дисциплине: «Математика», «Физика», «Исследование вещественного состава горных пород», «Основы нефтегазового дела», «Многофазные дисперсные системы», «Геология нефтегазосодержащих пластов», «Нефтегазопромысловое оборудование», «Разработка нефтяных и газовых месторождений» и др.

Постреквизиты дисциплины: является базой для изучения и освоения дисциплин «Обслуживание объектов морских нефтегазовых месторождений», «Технология и оборудование переработки нефти и газа», «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 и оформлять техническую, технологическую и служебную документацию в соответствии с действующими нормативными и конструкторскими актами, выполнять технические работы в соответствии с технологическими регламентами	ПКС-7.1 Применяет знания понятия и видов технической, технологической и служебной документации и предъявляемые к ним требования; виды и требования к отчетности, основные отчетные документы, сроки предоставления, алгоритмы формирования отчетов ПКС-7.2 Умеет 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 (очное отделение)	
	7 Семестр	Всего
Общая трудоемкость	108	108
Контактная работа:	54	54
Лекции	16	16

Вид работы	Трудоемкость, акад. часов (очное отделение)	
	7 Семестр	Всего
Лабораторные занятия	32	32
Контактная работа в период теоретического обучения (КонтТО): проведение текущих консультаций по подготовке к лекционным и лабораторным работам, ИРС	5	5
Промежуточная аттестация (КонтПА): зачет	1	1
Самостоятельная работа:	28	28
самоподготовка (проработка и повторение лекционного материала и материала учебников и учебных пособий, ГОСТов, ТУ, СП и др., изучение технологических схем)		
подготовка к лабораторным занятиям		
подготовка к промежуточной аттестации		
подготовка к экзамену		
Контроль	26	26

4.2 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВИДОВ РАБОТЫ И ИХ ТРУДОЕМКОСТИ ПО РАЗДЕЛАМ ДИСЦИПЛИНЫ

№ п/ п	Раздел дисциплины/темы	Семестр	Виды учебной работы (в часах)					Формы текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации	
			Контактная				Самостоятельная работа		Контроль
			Лекции	Лабораторные занятия	Конт ТО	Конт ПА			
1	Раздел 1. Основные свойства продукции нефтяных скважин	7	2	4	1	1	4	26	Блиц-опрос, доклад- презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
2	Раздел 2. Основные свойства продукции газовых скважин	7	2	4	1		4		Блиц-опрос, доклад- презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
3	Раздел 3. Системы трубопроводного транспорта нефти на промыслах	7	2	4	0,5		4		Блиц-опрос, доклад- презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
4	Раздел 4. Системы трубопроводного транспорта газа и газового конденсата на промыслах	7	2	4	0,5		4		Блиц-опрос, доклад- презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
5	Раздел 5. Подготовка нефти на промыслах	7	4	8	1		6		Блиц-опрос, доклад- презентация,

	до товарных норм продукции							собеседование, тестирование, практическое задание
6	Раздел 6. Подготовка природного газа и конденсата на промыслах до товарных норм	7	4	8	1		6	Блиц-опрос, доклад- презентация, собеседование, тестирование, практическое задание
	Экзамен	7						экзамен по билетам
	Итого: 108		16	32	5	1	28	26

4.3 СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ ДИСЦИПЛИНЫ

Раздел 1. Основные свойства продукции нефтяных скважин

Тема 1. Нефть: понятие, состав нефти (групповой, элементный, фракционный), основные свойства и физико-химическая характеристика (плотность, вязкость, содержание парафина, смол, асфальтенов, сероводорода и углекислого газа). Классификация нефтей (химическая, технологическая).

Тема 2. Пластовые воды: понятие, состав пластовых вод. Основные свойства и физико-химическая характеристика (ионный состав, плотность, щелочность, кислотность и коррозионная активность). Классификация пластовых вод.

Тема 3. Попутный нефтяной газ: понятие, общая характеристика, состав, свойства. Классификация нефтяного газа.

Тема 4. Нефтяные эмульсии. Классификация нефтяных эмульсий. Условия образования. Основные свойства нефтяных эмульсий. Устойчивость эмульсий: кинетическая (седиментационная) и агрегативная. Природные эмульгаторы.

Раздел 2. Основные свойства продукции газовых скважин

Тема 1. Природный газ: понятие, общая характеристика, состав, свойства (плотность, вязкость, газовая постоянная, коэффициент сжимаемости, коэффициент Джоуля – Томсона). Группы природного газа в зависимости от происхождения.

Тема 2. Газовый конденсат: понятие, общая характеристика, состав, свойства, виды.

Раздел 3. Системы трубопроводного транспорта нефти на промыслах

Тема 1. Современные высоконапорные герметизированные и автоматизированные системы промыслового сбора и транспортирования продукции нефтяных скважин: понятие, общие требования, исходные данные для проектирования. Состав и схемы систем в зависимости от величины и конфигурации площади нефтяного месторождения; рельефа местности; физико-химических свойств нефти и пластовой воды; местонахождением месторождения.

Тема 2. Схема сбора нефти и газа Бароняна–Везирова. Описание схемы, достоинства и недостатки. Грозненская схема сбора нефти и газа. Описание схемы, достоинства и недостатки. Схема сбора нефти и газа института «ТатНИПИнефть». Описание схемы, достоинства и недостатки. Схема сбора нефти и газа института «Гипровостокнефть». Описание схемы, достоинства и недостатки.

Раздел 4. Системы трубопроводного транспорта газа и газового конденсата на промыслах

Тема 1. Современные герметизированные и автоматизированные

системы промышленного сбора и транспортирования продукции газовых скважин: понятие, общие требования, исходные данные для проектирования.

Тема 2. Классификация, состав и схемы систем в зависимости от степени централизации технологических объектов подготовки газа, по конфигурации трубопроводных коммуникаций, по рабочему давлению.

Тема 3. Конструктивные особенности систем промышленного сбора и транспортирования продукции газовых скважин при выделении газового конденсата.

Раздел 5. Подготовка нефти на промыслах до товарных норм продукции

Тема 1. Измерение количества нефти и пластовой воды по скважинам.

Тема 2. Сепарация нефти от газа, обоснование необходимости отделения газа. Назначение, классификация и конструкция сепараторов, показатели оценки эффективности сепаратора и его технического совершенства. Ступени сепарации, критерии выбора оптимального числа ступеней сепарации.

Тема 3. Обезвоживание нефти на установках подготовки нефти (УПН), обоснование необходимости отделения пластовой воды. Методы разрушения эмульсий обратного типа – «вода в нефти»: гравитационное холодное разделение, внутритрубная деэмульсация ПАВ, фильтрация, термохимическое воздействие, электродегидрация. Классификация деэмульгаторов и предъявляемые к ним требования.

Тема 4. Обессоливание нефти, обоснование необходимости отделения солей. Подготовка отделенных вод для нагнетания их в нефтяные горизонты.

Раздел 6. Подготовка природного газа и конденсата на промыслах до товарных норм

Тема 1. Измерение количества природного газа и газового конденсата по скважинам.

Тема 2. Очистка газа от механических примесей, обоснование необходимости отделения механических примесей. Назначение, классификация и конструкция пылеуловителей, показатели оценки эффективности пылеуловителя и его технического совершенства. Охлаждение газа с применением эффекта Джоуля – Томсона, аппаратов воздушного охлаждения, холодильных установок.

Тема 3. Осушка газа на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), обоснование необходимости отделения влаги, Гидраты, предупреждение гидратообразования в технологическом оборудовании, методы удаления гидратов. Методы осушки природного газа: абсорбционная и адсорбционная осушка, низкотемпературная сепарация,

Тема 4. Удаление из природного газа кислых газов (сероводорода, углекислого газа), ртути и других вредных примесей.

4.4 ТЕМЫ И ПЛАНЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗАНЯТИЙ

Занятие 1 (8 ч.) Тема «Определение плотности нефти»

Работа №1. Определение плотности нефти ареометром (нефтенденсиметром)

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 °С 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 °С по табл. 2. За результат испытаний принимают среднее арифметическое двух определений.

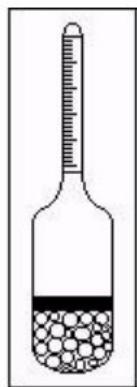


Рисунок 1 – Внешний вид ареометра

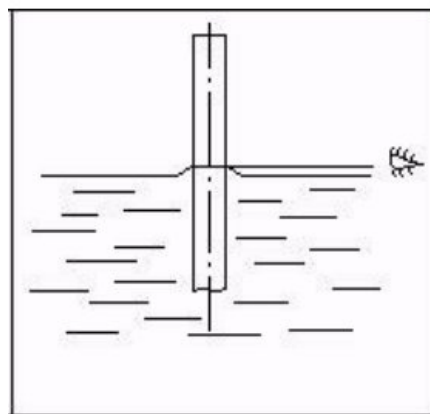


Рисунок 2 – Снятие показаний ареометра визуально

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

Температура испытаний, °С	Плотность по шкале ареометра, г/см ³						
	0,810	0,820	0,830	0,840	0,850	0,860	0,870
	Плотность при 20 °С, 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 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$: $0,8227 + 0,0035 = 0,8262\text{ г/см}^3$. Таким образом, плотность нефтепродукта при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ равна $0,8262\text{ г/см}^3$.

Точность метода

Сходимость. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает $0,0005\text{ г/см}^3$ – для прозрачных продуктов; $0,0006\text{ г/см}^3$ – 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 $0,0012\text{ г/см}^3$ – для прозрачных продуктов; $0,0015\text{ г/см}^3$ – для темных и непрозрачных продуктов.

Работа №2. 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 ($1 - 20\text{ мл}$). 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 см^3 воды при температуре $4\text{ }^{\circ}\text{C}$, то плотность, выраженная в г/см^3 , будет численно равна плотности по отношению к воде при температуре $4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Проведение анализа

Стандартной температурой, при которой определяется плотность нефти, является $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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 $0,0002\text{ г}$. С помощью пипетки наполняют пикнометр дистиллированной водой (выше метки). Затем пикнометр с водой термостатируют при $20 \pm 0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 $0,0002\text{ г}$.

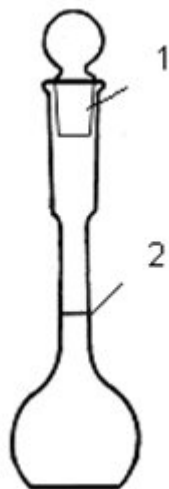


Рисунок 3 – Внешний вид пикнометра: 1 – притертая пробка (для предотвращения потерь нефтепродукта от испарения); 2 – метка, указывающая точный объем пикнометра.

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 $0,0006 \text{ г/см}^3$.

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, $^{\circ}\text{C}$ (если отличие от 20°C)			
Плотность при температуре испытаний, г/см^3			
Плотность при температуре 20°C , 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°C , г/см^3			
Тип нефти			

Работа №3. Решение задач

1. Пластовая вода плотностью 1228 кг/м^3 и нефть плотностью 880 кг/м^3 при добыче образуют эмульсию. Рассчитать плотность эмульсии, если известно, что она содержит 40% чистой воды, а минерализация обусловлена CaCl_2 .

2. Пластовая вода плотностью 1177 кг/м^3 и нефть плотностью 865 кг/м^3 при добыче образуют эмульсию. Рассчитать плотность эмульсии, если известно, что она содержит 26 % чистой воды, а минерализация обусловлена NaCl .

3. Плотность нефти месторождения Мухто Сахалинской области при температуре 20°C равна 845 кг/м^3 . Вычислите плотность той же нефти при температуре 5°C .

4. Температура нефти месторождения Аркутун – Даги (Сахалинская область) с номинальной плотностью $\rho_{20} = 825 \text{ кг/м}^3$ опустилась на 8°C . На сколько процентов увеличилась его плотность.

5. Плотность нефти при температуре 12°C составляет $\rho_{20} = 840 \text{ кг/м}^3$. Какова будет плотность при температуре 18°C .

6. Уровень нефти $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$ в вертикальном цилиндрическом

резервуаре составлял 9 м, считая от дна резервуара. Определите, как изменится этот уровень дном, когда средняя температура нефти увеличится на 7 °С.

Занятие 2 (6 ч.) Тема «Определение вязкости нефти»

Работа №1. 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 M_1 до метки M_2 под влиянием силы тяжести (рис. 4, 5).

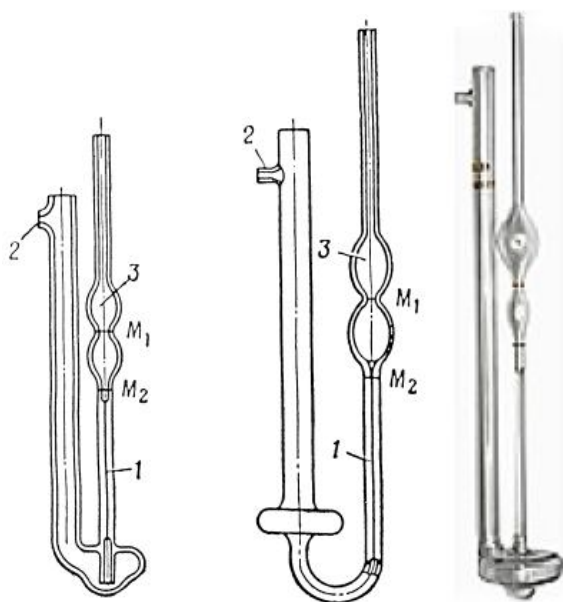


Рисунок 4 – Вискозиметры типа ВПЖ-2 и Пинкевича: 1 – капилляр вискозиметра; 2 – отводная трубка; 3 – расширение вискозиметра

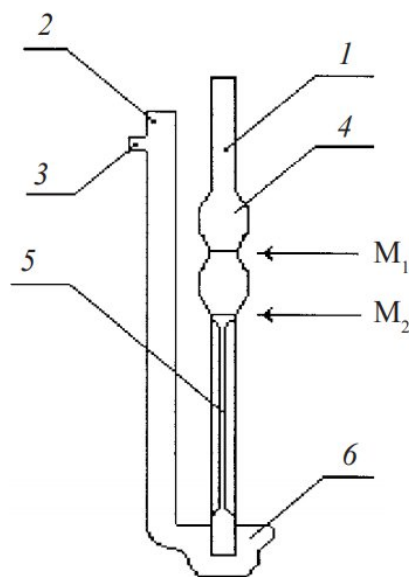


Рисунок 5 – Вискозиметр капиллярный: 1, 2 – колено; 3 – отводная трубка; 4 – расширение; 5 – капилляр; 6 – резервуар

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 ν ($\text{мм}^2/\text{с}$) ведется по формуле 2.1:

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

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:

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

где ν – 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.

Работа №2. 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 замеряется 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 свежeproкаленной и охлажденной поваренной солью, сульфатом натрия или с зерненным 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:

$$\text{ВУ}t = \frac{t_t^H}{t_{20^\circ}^{H_2O}}, \quad (2.3)$$

где t_t^H – время истечения из вискозиметра 200 мл анализируемой нефти при температуре испытания t ; $t_{20^\circ}^{H_2O}$ – водное число вискозиметра, равное 52 с.

Расхождение между двумя параллельными сериями определений времени истечения (Δt) не должно превышать значений, указанных в табл. 1.

Работа №3. Решение задач

1. Рассчитать кинематическую вязкость нефти марки «Сокол», добываемой в рамках проекта «Сахалин-1» при температуре 275 К. Плотность нефти составляет 835 кг/м³.

2. Определить вязкость сепарированной нефти при 73 °С, если известна только ее плотность при 20 °С в поверхностных условиях, равная 919 кг/м³.

3. Определите динамическую вязкость нефти плотностью $\rho_n = 900$ кг/м³, если известно, что 300 мл этой нефти вытекают из камеры капиллярного вискозиметра через вертикальную цилиндрическую трубку с внутренним диаметром 2 мм за 500 с.

4. Определите кинематическую вязкость нефти, если известно, что 50 мл этой нефти вытекает из камеры вискозиметра через вертикальный цилиндрический капилляр с внутренним диаметром 2 мм за 4 мин.

5. Для определения вязкости нефти плотностью $\rho_n = 900$ кг/м³ в нее брошена металлическая дробинка диаметром $d = 0,5$ мм и плотностью $\rho_d = 7800$ кг/м³, которая под действие силы тяжести медленно опускается вниз с постоянной скоростью 0,5 см/с. Определите динамическую и кинематическую вязкость нефти.

Занятие 3 (6 ч.) Тема «Гидравлический расчет простого напорного трубопровода».

Работа №1. Методика определения пропускной способности трубопровода Q

В задачах данного типа искомой величиной является пропускная способность трубопровода Q при заданных величинах диаметра D , длины l трубопровода, физических свойств перекачиваемой жидкости ($\rho_{ж}$ и $\nu_{ж}$), геометрических отметках начала и конца трубопровода ($\Delta z = z_1 - z_2$) и перепада

давления ($\Delta P = P_1 - P_2$) или напора ($\Delta H = H_1 - H_2$).

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от числа Рейнольдса Re , а следовательно, и от неизвестного расхода Q . Поэтому задачу решают графоаналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) Сначала задаются несколькими произвольными значениями расхода жидкости Q .

2) Затем определяют скорость потока (м/с), соответствующую заданному значению расхода Q (м³/с) по формуле 3.1:

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (3.1)$$

где F – площадь поперечного сечения трубопровода, м²; d – внутренний диаметр трубопровода, м.

3) Далее рассчитывают число Рейнольдса по формуле 3.2:

$$Re = \frac{Vd\rho}{\mu} = \frac{Vd}{\nu} = \frac{Qd}{F\nu} = \frac{4Q}{\pi D\nu} = \frac{4Q\rho}{\pi D\mu}, \quad (3.2)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с.

4) В соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе и соответствующую формулу для расчета значения коэффициента гидравлического сопротивления λ (табл.4). Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют следующие формулы 3.3:

$$Re_I = \frac{10D}{\Delta_3}; \quad Re_{II} = \frac{500D}{\Delta_3}, \quad (3.3)$$

где D_3 – эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $D_3 = 0,2$ мм.

Таблица 4 – Формулы для определения значения коэффициента гидравлического сопротивления λ в зависимости от режима движения жидкости

Значение числа Рейнольдса Re			
До 2320	$2320 < Re < Re_I$	$Re_I < Re < Re_{II}$	$Re_{II} < Re$
Режим движения жидкости в трубопроводе			
Ламинарный	Переходный (гидравлически гладких труб)	Смешанный	Квадратичный
Формулы для определения значения коэффициента гидравлического сопротивления λ			

Формула Стокса: $\lambda = \frac{64}{Re}$	Формула Блазиуса: $\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	Формула А.Д. Альтшуля: $\lambda = 0,11 \frac{\frac{68}{Re^{0,25}}}{\frac{d}{\epsilon}}$	Формула Б. Л. Шифринсон $\lambda = 0,11 \frac{\frac{68}{Re^{0,25}}}{\frac{d}{\epsilon}}$
--	---	--	---

5) Затем находят для данного расхода потери напора (потери давления) в трубопроводе $h_{тр}$ по формуле Дарси-Вейсбаха (3.4, 3.5):

$$h_{тр} = \lambda \times \frac{l}{d} \times \frac{V^2}{2g}, \quad (3.4)$$

$$\Delta P = \lambda \times \frac{l}{d} \times \frac{V^2}{2} \rho, \quad (3.5)$$

где $h_{тр}$ – потери напора на преодоление сил трения, м; ΔP – потери давления, Па; l – длина трубопровода, м; d – внутренний диаметр трубопровода, м; ρ – плотность жидкости, кг/м³; V – средняя скорость течения жидкости, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; λ – коэффициент гидравлического сопротивления (безразмерный), в общем случае зависящий от числа Рейнольдса (Re) и относительной шероховатости стенки трубопровода.

6) Строят по найденным величинам зависимость $h_{тр} = f(Q)$ (рис. 6, а). После этого по заданному напору h_0 находят искомую производительность трубопровода Q_0 .

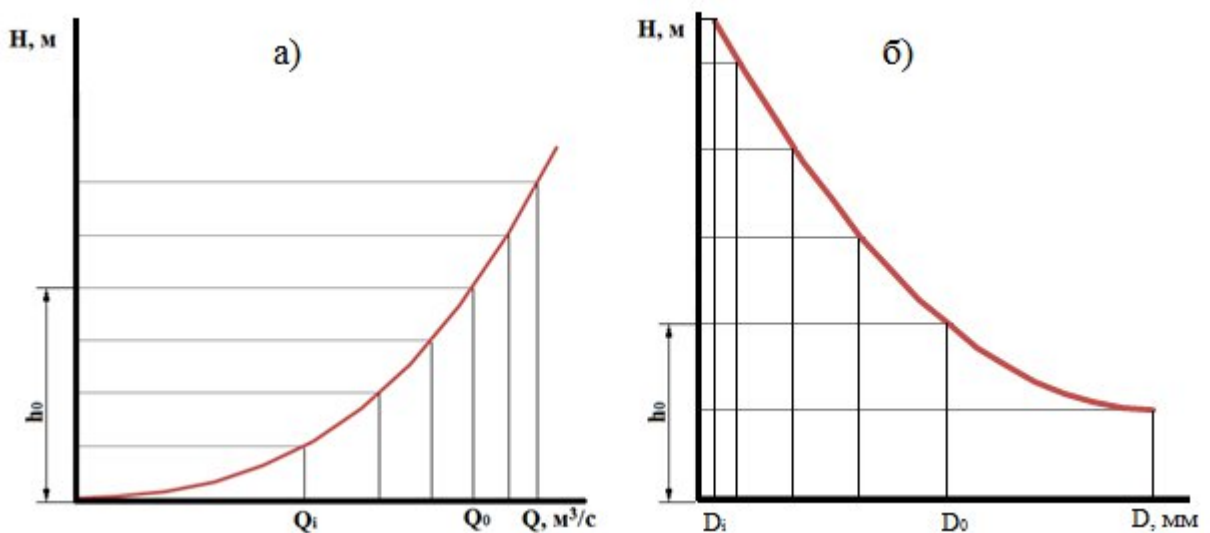


Рисунок 6 – Расчетные схемы простых трубопроводов

Работа №2. Методика определения необходимого начального напора H_n или давления P_n в трубопроводе

В задачах данного типа искомой величиной является значение необходимого начального напора H_n или давления P_n при заданных величинах H_k или давления P_k , длины l трубопровода, физических свойств

перекачиваемой жидкости ($\rho_{\text{ж}}$ и $\nu_{\text{ж}}$), диаметра трубопровода D , разности геометрических отметок начала и конца трубопровода ($\Delta z = z_1 - z_2$) и количества перекачиваемой жидкости $Q_{\text{ж}}$.

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

- 1) По известным диаметру трубопровода и расходу жидкости в нем определяют скорость потока (м/с) по формуле 3.1.
- 2) Далее рассчитывают число Рейнольдса по формуле 3.2.
- 3) В соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе и соответствующую формулу для расчета значения коэффициента гидравлического сопротивления λ (табл.4). Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют формулы 3.3.
- 4) Учитывая, что $\Delta P = P_{\text{н}} - P_{\text{к}}$, решают уравнение Дарси – Вейсбаха относительно искомого начального давления по формуле 3.5.

Работа №3. Методика определения диаметра D трубопровода

В задачах данного типа искомым является диаметр трубопровода D при известном расходе жидкости Q , перепаде давлений ΔP , плотности $\rho_{\text{ж}}$ и вязкости жидкости $\nu_{\text{ж}}$ ($\mu_{\text{ж}}$), а также длине трубопровода l .

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима движения, т. е. от значения числа Рейнольдса, и от неизвестного диаметра D , входящего в число Рейнольдса. Поэтому данная задача решается графоаналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

- 1) Сначала задаются несколькими произвольными значениями диаметра D трубопровода.
- 2) Затем определяют скорость потока (м/с), соответствующую заданному значению расхода Q (м³/с) по формуле 3.1.
- 3) Далее рассчитывают число Рейнольдса по 3.2.
- 4) В соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе и соответствующую формулу для расчета значения коэффициента гидравлического сопротивления λ (табл.4). Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют следующие формулы 3.3.
- 5) Затем находят для данного расхода потери напора в трубопроводе $h_{\text{тр}}$ по формуле Дарси-Вейсбаха (3.4)
- 6) Строят по найденным величинам зависимость $h_{\text{тр}} = f(D)$ (рис. 6, б). Необходимый диаметр трубопровода определяется по кривой (см. рис. 20, б) по заданному напору:

$$h_0 = \Delta z + \frac{\Delta P}{\rho g} \quad (3.6)$$

Если такого диаметра труб в ГОСТ нет, то принимается ближайший больший диаметр.

Работа №4. Решение задач

1. На устье фонтанной скважины поддерживают напор 85 м (давление

0,67 МПа). Нефть плотностью $\rho_n = 835 \text{ кг/м}^3$, динамической вязкостью $\mu_n = 20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ транспортируется в однофазном состоянии по выкидной линии длиной $l = 3500 \text{ м}$, диаметром $d = 150 \text{ мм}$ к «Спутнику», находящемуся выше устья скважины на $\Delta z = 30 \text{ м}$. При указанных условиях определить пропускную способность Q выкидной линии. Начальное значение расхода принять равным $Q_1 = 0,001 \text{ м}^3/\text{с}$.

2. На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,55 МПа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, $L = 8,3 \text{ км}$ и (внутренний) диаметр его $D = 0,3 \text{ м}$. Сборный коллектор горизонтален. Объем перекачиваемой нефти $G = 4000 \text{ т/сут}$, ее плотность $\rho = 0,78 \text{ т/м}^3$, кинематическая вязкость $\nu = 100 \text{ мм}^2/\text{с}$. Определить начальное давление P_n .

3. Известен перепад давления на сборном коллекторе $\Delta P = 2,5 \text{ МПа}$, расход нефти $Q = 300 \text{ т/сут}$, разность высот отметок конца и начала коллектора $\Delta z = 20 \text{ м}$; длина его $L = 5,5 \text{ км}$, плотность нефти $\rho = 0,78 \text{ т/м}^3$, вязкость $\nu = 20 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Необходимо определить диаметр коллектора. Начальное значение диаметра принять равным $D_1 = 0,05 \text{ м}$.

Занятие 4 (6 ч.) Тема «Гидравлический расчет сложных трубопроводов, транспортирующих однофазную жидкость».

Работа №1. Методика определения параметров трубопровода постоянного диаметра, транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно отбираемую

На рис. 7 представлена схема трубопровода постоянного диаметра, транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно отбираемую в нескольких точках.

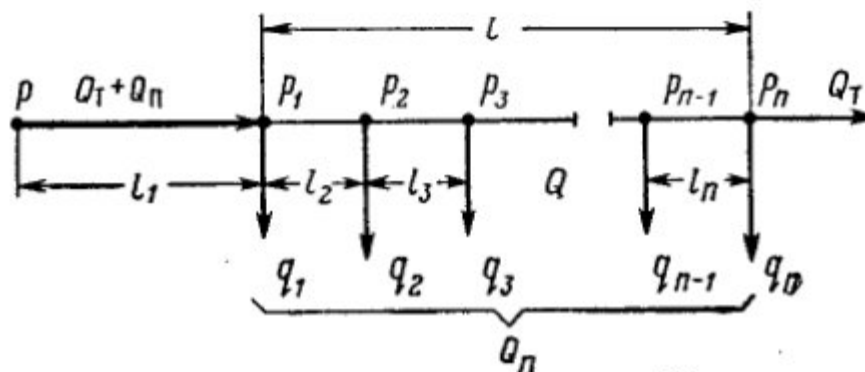


Рисунок 7 – Схема сложного трубопровода со сосредоточенными отборами нефти

Поскольку диаметр трубопровода одинаков на всем протяжении $D_1 = D_2 = D_{n-1} = D_n$, то расходы жидкости на каждом из участков, после точек отбора, будут разными и как следствие, режимы течения на каждом участке $l_1, l_2, \dots, l_n$ также будут разными.

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) Сложный трубопровод необходимо разбить на участки, состоящие из простых трубопроводов с ответвлениями (точками сброса).

2) Уравнение материального баланса для данного случая (рис.7) определяется выражением 4.1:

$$Q = Q_{\tau} + Q_{\pi} - \sum_{i=1}^{i=n} q_i, \quad (4.1)$$

где Q —объемный расход жидкости в произвольном сечении; Q_{τ} — транзитный расход жидкости, т.е. расход, который транспортируется за пределы указанных участков; Q_{π} — путевой расход жидкости; $q_1, q_2, \dots, q_i$ —равные или неравные расходы жидкости в ответвлениях, отстоящих на расстоянии $l_1, l_2, \dots, l_i$ друг от друга.

3) Расход жидкости на участках, в соответствии с уравнением материального баланса, будет определяться следующими выражениями 4.2:

$$\begin{aligned} Q_1 &= Q_{\tau} + Q_{\pi}; \\ Q_2 &= Q_{\tau} + Q_{\pi} - q_1; \\ Q_3 &= Q_{\tau} + Q_{\pi} - (q_1 + q_2); \\ Q_n &= Q_{\tau} + Q_{\pi} - (q_1 + q_2 + \dots + q_n). \end{aligned} \quad (4.2)$$

4) Для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости в зависимости от значения числа Рейнольдса Re по формуле 4.3:

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{VD}{\mu/\rho} = \frac{QD}{F\nu} = \frac{4Q}{\pi D\nu} = \frac{4Q\rho}{\pi D\mu}, \quad (4.3)$$

где V —скорость движения жидкости на данном участке трубопровода, м/с; D —диаметр трубопровода, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; μ — динамическая вязкость жидкости, Па×с; ν — кинематическая вязкость жидкости, м²/с; Q — объемный расход жидкости в сечении, м³/с; F — площадь поперечного сечения, м².

4) В соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе. Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют формулы 4.4:

$$Re_1 = \frac{10D}{D_s}; \quad Re_{II} = \frac{500D}{D_s}, \quad (4.4)$$

где D_s — эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $D_s = 0,2$ мм.

5) Для определения перепада давления на участке трубопровода используют обобщенную формулу Лейбензона 4.5:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = b \frac{Q^{2-m} n^m}{D^{5-m}} r l. \quad (4.5)$$

где β и m – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона, зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы (табл. 5).

Таблица 5 – Значения коэффициентов обобщенной формулы Лейбензона β и m для различных режимов течения жидкости

Значение числа Рейнольдса Re			
До 2320	$2320 < Re < Re_I$	$Re_I < Re < Re_{II}$	$Re_{II} < Re$
Режим движения жидкости в трубопроводе			
Ламинарный	Переходный (гидравлически гладких труб)	Смешанный	Квадратичный
Значение коэффициента β			
4,15	0,0246	$0,0802 \cdot 10^{\left(0,1271 \lg \frac{D_2}{D} - 0,627\right)}$	$0,0826 \lambda$ $\lambda = 0,113 \frac{D}{\epsilon} \frac{v}{v_0} \frac{1}{\phi}$
Значение коэффициента m			
1	0,25	0,123	0

б) Сложив перепады на каждом участке, найдем общий перепад по всей длине рассматриваемого трубопровода.

Работа № 2. Определение параметров трубопровода непостоянного диаметра, транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно поступающую в трубопровод

На рис. 8 представлена схема трубопровода, имеющего по длине разный диаметр и транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно поступающую в нескольких точках.

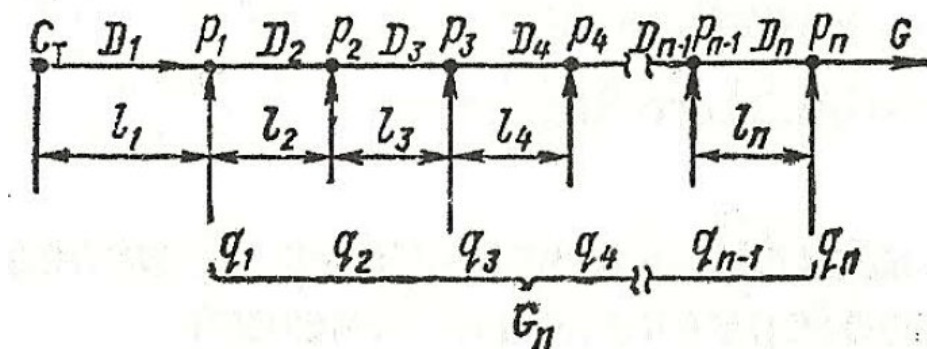


Рисунок 8 – Схема сложного трубопровода, имеющего по длине разные диаметры, со сосредоточенным поступлением нефти

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к

следующему:

1) Сложный трубопровод необходимо разбить на участки, состоящие из простых трубопроводов с ответвлениями (точками подкачек).

2) Уравнение материального баланса для данного случая (рис.8) определяется выражением:

$$Q = Q_0 + Q_n = Q_0 + \sum_{i=1}^{i=n} q_i, \quad (4.6)$$

где Q —объемный расход жидкости в произвольном сечении; Q_n — путевой расход жидкости; $q_1, q_2, \dots, q_i$ —равные или неравные расходы жидкости в ответвлениях, отстоящих на расстояниях $l_1, l_2, \dots, l_i$ друг от друга.

3) Расход жидкости на участках, в соответствии с уравнением материального баланса, будет определяться следующими выражениями:

$$\begin{aligned} Q_1 &= Q_0; \\ Q_2 &= Q_0 + q_1; \\ Q_3 &= Q_0 + q_1 + q_2; \\ Q_n &= Q_0 + q_1 + q_2 + \dots + q_n. \end{aligned} \quad (4.7)$$

4) Для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости в зависимости от значения числа Рейнольдса Re по формуле 4.3:

4) В соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе. Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют формулы 4.4.

5) Для определения перепада давления на участке трубопровода используют обобщенную формулу Лейбензона:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = b \frac{Q^{2-m} n^m}{D^{5-m}} r l, \quad (4.8)$$

где β и m — коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона, зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы (табл. 5).

6) Сложив перепады на каждом участке, найдем общий перепад по всей длине рассматриваемого трубопровода.

Если диаметр трубопровода непостоянный, но режим движения жидкости на различных участках трубопровода одинаковый, и число Рейнольдса $Re = \text{const}$, то общий перепад давления в трубопроводе определяют по формуле:

$$\Delta P = b Q_0^{2-m} n^m \left(\frac{l_1}{D_1^{5-m}} + \frac{l_2}{D_2^{5-m}} + \dots + \frac{l_n}{D_n^{5-m}} \right), \quad (4.9)$$

где индексы 1, 2, ..., n соответствуют номерам участков.

Работа № 3. Определение параметров трубопровода с параллельными участками (лупингами)

Схема трубопровода с параллельным участком представлена на рис.9.

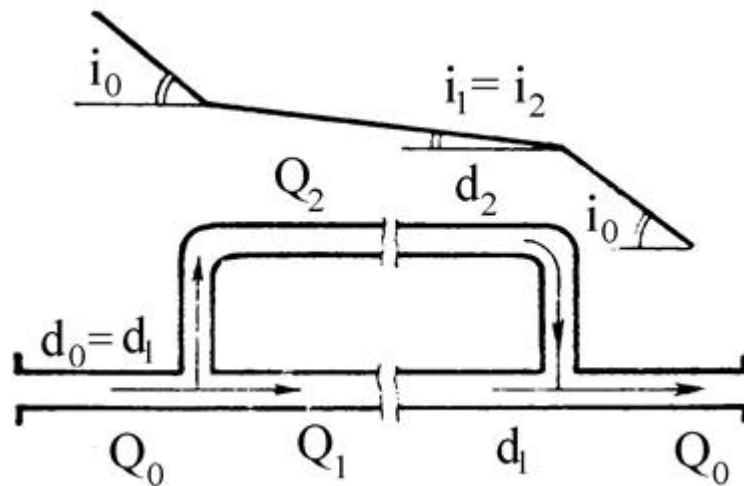


Рисунок 9 – Расчетная схема параллельных трубопроводов (с лупингом)

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) Уравнение материального баланса для данного случая (рис.9) определяется выражением 4.10:

$$Q_0 = Q_1 + Q_2, \quad (4.10)$$

где Q_0 – расход жидкости в основном трубопроводе до сечения А и после сечения В; Q_1 – расход жидкости в трубопроводе на участке АВ; Q_2 – расход жидкости в параллельном трубопроводе (лупинге).

2) Определяем потери напора на сдвоенном участке. Очевидно, что потери напора на участке трубопровода АВ равны потерям напора в лупинге, т.е. $Dh_1 = Dh_2$ или можно записать в виде формул 4.11, 4.12:

$$Dh_1 = b \frac{Q_1^{2-m} n^m l_0}{g D_1^{5-m}}, \quad (4.11)$$

$$Dh_2 = b \frac{Q_2^{2-m} n^m l_0}{g D_2^{5-m}}, \quad (4.12)$$

где l_0 – длина сдвоенного участка трубопровода (принимается равной длине лупинга); D_1, D_2 – диаметры трубопровода и лупинга соответственно.

3) Из равенства потерь напора на участке АВ следует:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \quad \text{и} \quad Q_2 = Q_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}. \quad (4.13)$$

4) Подставляя величину расхода в лупинге Q_2 в уравнение материального баланса и выразив расход в трубопроводе Q_1 на участке АВ через расход Q_0 до разветвления, получим:

$$Q_1 = \frac{Q_0}{1 + \frac{\lambda D_2^5 \dot{\nu}^{2-m}}{8 D_1^5}} \quad (4.13)$$

Данное выражение позволяет определить расход жидкости в сдвоенном трубопроводе по известному суммарному расходу Q_0 и заданным отношениям диаметров лупинга и трубопровода.

Работа № 4. Решение задач

1. В начало сборного коллектора длиной $L = 10$ км, диаметром $D = 0,2$ м подают товарную нефть в количестве $G = G_T + G_{II} = 180$ т/ч, вязкостью $\mu = 20$ мПа·с и $\rho = 800$ кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках соответственно с $q_1 = 20$ т/ч, $q_2 = 50$ т/ч и $q_3 = 100$ т/ч. Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти следующие: $l_1 = 4000$ м, $l_2 = 200$ м, $l_3 = 3000$ м. Определить общий перепад давления, если начальное давление равно 1,6 МПа. Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет.)

2. Определить диаметры участков кольцевой водопроводной сети из новых стальных труб (см. рис. 11). Отборы в узловых точках $G_2 = 0,01$ м³/с, $G_3 = 0,05$ м³/с и $G_4 = 0,015$ м³/с; длина участков $l_{12} = 500$ м, $l_{23} = 1000$ м, $l_{14} = 1000$ м, $l_{43} = 500$ м. Давление в точке 1 $P_1 = 0,17$ МПа. Минимальное давление в точке 3 $P_3 = 5 \times 10^4$ Па. Температура воды $t = 20$ С.)

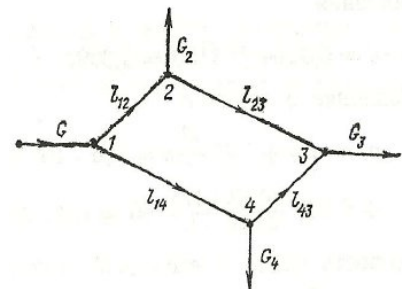


Рисунок 11 — Расчетная схема кольцевого водовода

3. В начало сборного коллектора длиной $l_1 = 0,5$ км, диаметром $D_1 = 0,1$ м подается нефть в количестве $G_T = 25$ т/ч, вязкостью $\mu_n = 20$ мПа·с и плотностью $\rho = 880$ кг/м³. К коллектору в разных точках подсоединены три трубопровода с подачами $q_1 = 20$ т/ч, $q_2 = 50$ т/ч и $q_3 = 100$ т/ч, по которым в него поступает такая же нефть. Диаметр коллектора в местах поступления нефти изменяется. Протяженности отдельных участков сборного коллектора следующие (км): $l_2 = 2$; $l_3 = 3,5$; $l_4 = 4$. Определить общий перепад на всей длине коллектора и диаметры отдельных участков при условии, если на каждом его участке режим движения жидкости, характеризуемый критерием Рейнольдса равным 3500, будет одинаковый.

4. На нефтепроводе диаметром $D = 500$ мм, перекачивающем 70,0 т/ч нефти с плотностью $\rho = 820$ кг/м³ и вязкостью $\nu = 0,40$ см²/с, имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром $D_2 = 300$ мм и $D_1 = 500$

мм одинаковой длины. Определить расходы на сдвоенном участке.

Занятие 5 (6 ч.) Тема «Определение пропускной способности по газу и нефти гравитационных сепараторов».

Работа № 1. Определение пропускной способности вертикального или горизонтального гравитационного сепаратора по жидкости

Расчет сводится к тому, чтобы получить скорость подъема уровня жидкости $V_{\text{ж}}$ в нем меньше скорости всплывания газовых пузырьков $V_{\text{г}}$, т. е. должно выполняться условие:

$$V_{\text{ж}} < V_{\text{г}}. \quad (5.1)$$

Скорость всплывания пузырьков газа $V_{\text{г}}$ в жидкости обычно определяется по формуле Стокса с заменой в ней абсолютной вязкости газа $\mu_{\text{г}}$ на абсолютную вязкость жидкости $\mu_{\text{ж}}$), т.е.

$$V_{\text{г}} = \frac{d^2(r_{\text{н}} - r_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{ж}}}. \quad (5.2)$$

Учитывая последнее соотношение, пропускную способность вертикального сепаратора по жидкости можно записать:

$$V_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{86400 \cdot F} < V_{\text{г}} = \frac{d^2(r_{\text{н}} - r_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{ж}}}. \\ Q_{\text{ж}} = 86400 \cdot 0,785 D^2 \frac{d^2(r_{\text{н}} - r_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{ж}}}. \quad (5.3)$$

После подстановки в данную формулу величины площади $F = 0,785 \cdot D^2$ и значения ускорения свободного падения g получим:

$$Q_{\text{ж}} = 36964 D^2 \frac{d^2(r_{\text{н}} - r_{\text{г}})g}{\mu_{\text{ж}}}. \quad (5.4)$$

При расчетах сепараторов на пропускную способность приходится иметь дело с плотностью газа в условиях сепаратора. Для определения плотности необходимо пользоваться формулой:

$$r_{\text{г}} = r_0 \frac{P}{P_0} \frac{T}{T_0} \frac{1}{z}. \quad (5.5)$$

где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3 ; P и P_0 – соответственно давление в сепараторе и давление при нормальных условиях, Па ; T_0 и T – абсолютная нормальная температура ($T_0=273$) и

абсолютная температура в сепараторе ($T = 273 + t$), К; z – коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

Работа № 2. Определение пропускной способности вертикального или гравитационного сепаратора по газу

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности плотностей газовой и жидкой (твердой) фаз. Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, т. е. $V_r < V_{\text{ч}}$. Скорость подъема газа в вертикальном сепараторе (м/с) с учетом рабочих условий определяется из выражения:

$$V_r = \frac{Q}{86400} \cdot \frac{P_0}{F \cdot P} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot z = 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q}{D^2} \cdot \frac{T}{P} \cdot z. \quad (5.6)$$

где Q – дебит газа при нормальных условиях, м³/сут; $F = \pi D^2/4$ – внутренняя площадь сечения вертикального сепаратора, м²; D – внутренний диаметр сепаратора, м; P – давление в сепараторе, Па; T – абсолютная температура в сепараторе, К; z – коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеального при давлении в сепараторе.

Скорость осаждения капельки жидкости (твердой частицы), имеющей форму шара можно определять по формуле Стокса (при $Re=1$):

$$V_{\text{ж}} = \frac{d^2 (r_{\text{н}} - r_{\text{г}}) g}{18 \mu_{\text{г}}}. \quad (5.7)$$

где $V_{\text{ж}}$ – скорость осаждения частицы, м/с; d – расчетный диаметр частицы, м; $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; $\mu_{\text{г}}$ – динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па·с (кг/м×с).

Если за положительное направление принимается направление падения частицы в газовом потоке вниз, то она выпадает при скорости:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{ж}} - V_r > 0. \quad (5.8)$$

На практике при расчетах принимается $V_{\text{ж}} = 1,2 V_r$. Подставим в последние значения V_r и $V_{\text{ж}}$, получим:

$$\begin{aligned} \frac{d^2 (r_{\text{н}} - r_{\text{г}}) g}{18 \mu_{\text{г}}} &= 1,2 \cdot 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q}{D^2} \cdot \frac{T}{P} \cdot z. \\ Q &= 84 \frac{D^2 P d^2 (r_{\text{н}} - r_{\text{г}})}{T V_r r_{\text{г}} z}. \end{aligned} \quad (5.9)$$

По этой формуле можно определить пропускную способность вертикального сепаратора, если задаться диаметром капелек жидкости d (обычно принимают $d = 10^{-4}$ м) или диаметром сепаратора D при известных P , T , ρ_n , ρ_g и V_g в сепараторе.

Работа № 3. Решение задач

1. При прохождении нефтегазовой смеси через штуцер в сепараторе образуются капли нефти диаметром 27 мкм. Смесь находится под давлением 0,6 МПа при температуре 306 К. Найти скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу, если его диаметр 0,8 м, $\rho_n = 795 \text{ кг/м}^3$, $\rho_g = 1,3 \text{ кг/м}^3$, $z = 0,95$, $\mu_g = 1,2 \times 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$ (динамическая вязкость газа в рабочих условиях).

2. Определить производительность горизонтального сепаратора по газу, если его диаметр равен 0,9 м, длина 4,5 м. Расстояние от верхней образующей до уровня нефти 0,45 м. Рабочее давление 10 кгс/см², температура 300 К. Капельки нефти, оседающие в потоке газа, имеют диаметр 25 мкм, относительная плотность газа по воздуху $\rho' = 0,95$, вязкость газа 0,000011 Па·с, коэффициент сжимаемости $Z = 0,95$; плотность нефти 780 кг/м³, плотность воздуха (при Н.У.) 1,205 кг/м³.

5 ТЕМЫ ДИСЦИПЛИНЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ

1. Состав нефтегазопромысловых систем
2. Особенности разработки и эксплуатации нефтяных месторождений при наличии воды в продукции скважин.
3. Учет наличия воды и окклюдированного газа в добываемой нефти при измерении.
4. Автоматизированные сепарационные установки.
5. Механический расчет систем сбора продукции (выкидных линий, сборных коллекторов). Осложнения при эксплуатации нефтепроводов.
6. Фазовые состояния углеводородных систем.
7. Факторы потери конденсата, метанола при проведении НТС.
8. Прогноз условий образования гидратов в газопроводе нефтяного газа в зависимости от условий сепарации.
9. Типичные структуры газонефтяных потоков в горизонтальных и наклонных трубопроводах. «Расходные» и «истинные» параметры, используемые для характеристики многофазных потоков в трубах.
10. Каскадная технология подготовки пластовой воды. Коалесцирующие фильтры, флотаторы, гидроциклоны.

Вопросы для самоконтроля.

1. Что такое относительная плотность? В каких единицах она измеряется?
2. Что учитывает температурная поправка при пересчете плотности с

одной температуры на другую?

3. Как плотность зависит: а) от температуры; б) от содержания в ней смол и асфальтенов; в) от содержания растворенных газов; г) от давления; д) от глубины залегания нефтеносного пласта?

4. Можно ли для расчета плотности смеси нефтепродуктов воспользоваться свойством аддитивности?

5. Учитывается ли плотность при расчетах за поставку нефтепродуктов?

6. Что такое удельный вес вещества? Как связаны между собой плотность и удельный вес жидкости?

7. Какие типы нефти по плотности выделены согласно ГОСТу Р 51858-2002?

8. Чему равен 1 нефтяной баррель?

9. Какие жидкости называются «ньютоновскими»?

10. Что такое динамическая, кинематическая и условная вязкость?

11. Как между собой связаны понятия касательного напряжения и градиента скорости жидкости?

12. Что такое структурная вязкость и основные причины ее проявления?

13. Как и почему меняется вязкость при повышении температуры?

14. Приведите примеры практического значения вязкости как одного из важнейших свойств жидкостей.

15. Почему при определении вязкости уровень жидкости в термостате должен быть выше уровня жидкости в вискозиметре?

16. Что такое режим движения жидкости, какими показателями он определяется? Перечислите известные Вам режимы течения.

17. Дайте определение понятию эквивалентной шероховатости стенки трубопровода, какое значение она имеет для стеклянных, чугунных трубопроводов, для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации?

18. Что такое характеристика трубопровода, какими величинами она определяется?

19. Что такое геометрический, статический (пьезометрический) и динамический (скоростной) напор трубопровода?

20. Какой вид принимает напорно-расходная характеристика сложного трубопровода при включении лупинга или вставки в его состав?

21. Что такое точка сброса или точка подкачки продукции?

22. На примере Транссахалинской трубопроводной системы укажите местоположение точки сброса или подкачки товарной продукции.

23. Почему кольцевой (замкнутый) трубопровод обладает большей маневренностью, по сравнению с другими схемами?

24. Какие три показателя характеризуют работу любого сепаратора? Перечислите их.

25. Как изменяется давление в каждой ступени сепарационной установки?

26. Какое количество капельной жидкости в газе допускается на выходе из сепаратора ($\text{см}^3/1000 \text{ м}^3$ газа)?

27. Какое количество пузырьков газа в нефти допускается на выходе из

сепаратора (л/м³ жидкости)?

28. Зависит ли время пребывания нефтей от их вязкости и способности вспениваться?

29. По каким критериям определяется технически совершенная сепарационная установка?

6 ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

№ п/п	Наименование раздела	Виды учебных занятий	Образовательные технологии
1.	Основные свойства свойства продукции нефтяных скважин	Лекция 1.	Вводная лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 1 (часть 1).	Работа с оборудованием и реактивами, работа с материалами регионального характера, изучение обзорной карты о. Сахалин и прилегающего шельфа, защита работ – собеседование
		Лабораторная работа 1 (часть 2).	Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование у преподавателя, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, предоставление на проверку промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
2.	Основные свойства свойства продукции газовых скважин	Лекция 2.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором.
		Лабораторная работа 2 (часть 1).	Работа с оборудованием и реактивами, работа с материалами регионального характера, изучение обзорной карты о. Сахалин и прилегающего шельфа, защита работ – собеседование
		Лабораторная работа 2 (часть 2).	Развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование у преподавателя, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, предоставление на проверку промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
3.	Системы трубопроводного транспорта нефти на	Лекция 3.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по

	промыслах		материалу лекции
		Лабораторная работа 3	Работа с оборудованием и реактивами, работа с материалами регионального характера, изучение обзорной карты о. Сахалин и прилегающего шельфа, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование
4.	Системы трубопроводного транспорта газа и газового конденсата на промыслах	Лекция 4.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 4	Работа с оборудованием и реактивами, работа с материалами регионального характера, изучение обзорной карты о. Сахалин и прилегающего шельфа, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Самостоятельная работа	Консультирование и помощь студенту в выборе анализируемого процесса, изучение наглядных материалов, изучение списка рекомендуемой литературы, поиск информации в сети Интернет, проверка промежуточных результатов работы посредством электронной почты, тестирование, подготовка к промежуточной аттестации, изучение глоссария
5.	Подготовка нефти на промыслах до товарных норм продукции	Лекция 5.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		Лабораторная работа 5	Работа с оборудованием и реактивами, работа с материалами регионального характера, изучение обзорной карты о. Сахалин и прилегающего шельфа, защита работ – собеседование, развернутая беседа с использованием метода «мозговой атаки» (мозгового штурма), изучение методик проведения расчетов, решение типовых задач
		Лекция 6.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц

			и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		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.	Подготовка природного газа и конденсата на промыслах до товарных норм	Лекция 7.	Лекция – беседа с использованием видеоматериалов, слайдов, блок-схем, таблиц и рисунков, комментируемых лектором, коллективное обсуждение вопросов по материалу лекции
		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 кристаллизации парафина из нефти:

- а) тепло выделяется;
- б) тепло поглощается;
- в) тепловой баланс не изменяется.

2. Какой фактор наиболее значим для процесса отложения асфальто-смолистых отложений (АСПО) в нефтесборном коллекторе:

- а) разгазирование нефти;
- б) теплоотдача в окружающую среду;
- в) обезвоживание.

3. Как связана способность углеводородных газов образовывать гидраты с их молекулярной массой?

- а) чем выше молекулярная масса газа, тем ниже скорость образования гидратов;
- б) чем выше молекулярная масса газа, тем выше склонность газа к образованию гидратов;
- в) зависимости не обнаружено.

4. Где происходит процесс подготовки нефти до товарной кондиции:

- а) на УКПН;
- б) на АГЗУ;
- в) на ДКС.

5. Где в первую очередь создается условия для выпадения парафина?

- а) в потоке скважинной продукции;
- б) на внутренней стенке трубопровода;
- в) на внутренней поверхности сепараторов.

6. Гидраты образуется, если

- а) при $T = \text{const}$ и давлении газа ниже равновесного давления начала образования гидратов;
- б) при $T = \text{const}$ и давлении газа выше равновесного давления начала образования гидратов;
- в) при $P = \text{const}$ и температуре газа выше равновесной температуры начала образования гидратов.

7. Как влияет температура в сепараторе на коэффициент уноса газа нефтью K_g :

- а) чем выше температура, тем меньше коэффициент K_g ;
- б) температура не влияет на величину коэффициента K_g ;
- в) чем выше температура, тем больше коэффициент K_g .

8. Как влияет температура транспортируемой жидкости на скорость коррозии трубопровода?

- а) уменьшает;
- б) увеличивает;
- в) не влияет.

9. Чтобы образовались гидраты в потоке влажного газа, вода должна находиться:

- а) в паровой фазе;
- б) в газовой фазе;
- в) в жидкой фазе.

10. Укажите коррозионноопасный газ, растворимый в воде:

- а) оксид углерода;
- б) водород;
- в) кислород.

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

Аддитивность – свойство некоторых физических величин, состоящее в том, что значение величины, соответствующее целому объекту, равно сумме значений величин, соответствующих его частям при любом разбиении объекта на части.

Вес удельный – физическая величина, определяемая как отношение веса тела к занимаемому этим телом объему. Для обозначения удельного веса обычно используется греческая буква γ (гамма). Удельный вес имеет размерность Н/м^3 (дин/см^3).

Вставка – участок трубопровода большего диаметра, чем диаметр основного трубопровода. Применяются для увеличения пропускной способности трубопровода.

Динамическая вязкость – физическая величина, определяющая свойство реальных жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. Для обозначения динамической (абсолютной) вязкости обычно используется греческая буква μ (мю). Вязкость имеет размерность $\text{Н} \times \text{с/м}^2$ ($\text{Па} \times \text{с}$). Очевидно, что свойство проявляется при движении этой жидкости.

Диспергатор (турбулизатор) – аппарат для получения однородных (нераспадающихся), мелко измельченных смесей, а также эмульсий высокой дисперсности.

Капельная жидкость – малосжимаемая жидкость, обладающая определенным объемом, величина которого практически не изменяется под воздействием внешних сил.

Кинематическая вязкость – физическая величина, определяемая как отношение динамической вязкости жидкости к плотности этой жидкости. Для обозначения кинематической вязкости обычно используется греческая буква ν (ню). Вязкость имеет размерность Ст ($\text{м}^2/\text{с}$).

Коалесцирующее устройство (коагулятор) – техническое устройство, выполняющее разделение эмульсий на компоненты и способствующее слиянию (укрупнению) частиц одной фазы.

Ламинарный режим течения жидкости – перемещение жидкости без поперечного перемешивания слоев относительно друг друга, при отсутствии пульсаций скорости и давления в трубопроводе.

Лупинг – участок трубопровода, прокладываемый параллельно основному трубопроводу, подключается для увеличения пропускной способности последнего. Также называется параллельным трубопроводом, резервной ниткой.

Напорный трубопровод – комплекс сооружений (выкидных линий,

сборных коллекторов, технологических трубопроводов) для транспортирования продукции скважин при внутреннем абсолютном давлении в транспортируемой среде более 0,1 МПа.

Нефтяная эмульсия – это механическая смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

Нормальные условия – физические условия, определяемые давлением $P = 101325$ Па (нормальная атмосфера) и температурой $T = 273,15$ К ($0\text{ }^{\circ}\text{C}$), при которых объем 1 моля идеального газа $V_0 = 2,24 \times 10^{-2}$ м³. Нормальное ускорение свободного падения $g = 9,81$ м/с².

Ньютоновская жидкость – вязкая жидкость, подчиняющаяся в своём течении закону вязкого трения Ньютона, то есть, касательное напряжение, и градиент скорости в такой жидкости линейно зависимы (прямая пропорциональность).

Окклюдированный газ – газ, выделившийся из нефти при снижении давления ниже давления насыщения и находящийся в нефти в виде рассеянных пузырьков.

Плотность – физическая величина, определяемая как отношение массы тела к занимаемому этим телом объему. Для обозначения плотности обычно используется греческая буква ρ (ρ_0). Плотность имеет размерность кг/м³ (г/см³).

Пропускная способность – величина, характеризующая количество жидкости (газа), протекающее по трубопроводу за определенный промежуток времени. Определяется объемным расходом Q или массовым расходом G . Единицы измерения объемного расхода Q в м³/ч (л/сек), массового расхода G – т/сут.

Разность геодезических высот трубопровода – разность отметок конца и начала трубопровода. Если разность – величина положительная, то перекачка ведется на подъем, если отрицательная – то под уклон.

Сепарация нефти – технологический процесс отделения нефтяного газа от нефти, осуществляемый в специальных аппаратах (сепараторах) при понижении давления и после предварительного подогрева нефти.

Сжимаемость – свойство вещества изменять свой объем под действием сил давления. Сжимаемость жидкостей характеризуется коэффициентом объемного сжатия β_p . Единицы измерения β_p в см²/кгс (1/Па).

Стандартные условия – физические условия, определяемые давлением $P = 101325$ Па (нормальная атмосфера) и температурой $T = 293,15$ К ($20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Ступенчатая сепарация – процесс, осуществляемый в несколько этапов способом многократного отделения нефтяного газа при снижении давления в системе ступенями.

Турбулентный режим движения жидкости – перемещение жидкости с нарушением слоистости, сопровождаемое интенсивным перемешиванием потока, пульсациями скорости и давления в трубопроводе.

Узел трубопровода – сечения трубопровода, в котором смыкаются несколько ветвей.

Усадка нефти – уменьшение объема нефти вследствие ее дегазации и снижения температуры.

Условная вязкость – величина, определяемая отношением времени истечения определенного объема испытуемого продукта ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при стандартных условиях.

Шероховатость – совокупность неровностей (выступов и впадин) образующих рельеф поверхности стенки трубопровода.

Эквивалентный диаметр – диаметр простого трубопровода, пропускная способность которого равна пропускной способности реального нефтепровода при прочих равных условиях.

Текущий контроль знаний студентов: примерные индивидуальные задания.

1. Типы водонефтяных эмульсий.
2. Что представляет собой множественная эмульсия?
3. Где образуется множественная эмульсия?
4. Что является дисперсной фазой в «прямой» водо-нефтяной эмульсии?
5. Чему пропорциональна дисперсность водо-нефтяной эмульсии?
6. Понятие «кинетической» устойчивости эмульсии.
7. Понятие «агрегативной» устойчивости эмульсии.
8. Назовите соединения, которые являются природными эмульгаторами.
9. Как изменяется вязкость водонефтяной эмульсии при увеличении содержания в ней воды от 0 до 90 %?
10. В чем заключается явление «старения» эмульсии?
11. В каком случае следует применять для разрушения эмульсии электрическое поле?
12. Типы реагентов-деэмульгаторов.
13. Производственные критерии выбора лучшего деэмульгатора из нескольких.
14. В чем заключается явление инверсии фаз эмульсии?
15. Принцип измерения расхода при помощи кориолисового расходомера.
16. Критерии эффективности процесса сепарации нефти от газа.
17. Как влияет величина давления в сепараторе на коэффициент уноса газа нефтью?
18. В чем особенность внутренней коррозии трубопроводов на нефтяных месторождениях Западной Сибири?
19. Каковы последствия выпадения парафина из нефти и образования парафиновых отложений в трубопроводе?
20. Показатели качества товарной нефти.
21. Требования к качеству газа, подготовленного к магистральному транспорту.
22. Причины, вызывающие отложения парафинов.

23. Причины, вызывающие отложения асфальтенов.
24. Структуры газонефтяных потоков в трубопроводах.
25. Расходные параметры многофазных потоков.
26. Причины образования газовых гидратов.
27. Способы предупреждения осложнений при транспорте продукции скважин по системе сбора.
28. Технологии стабилизации конденсата.
29. Технологии осушки природного газа.
30. Технологии подготовки газоконденсатного сырья.

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

1. Этапы развития и эксплуатации нефтяного месторождения. Общие сведения о проекте нефтяного месторождения. Основные требования к проектам обустройства.
2. Системы сбора и транспортирования продукции скважин.
3. Измерение количества нефти, газа и пластовой воды.
4. Классификация трубопроводов на нефтяных месторождениях. Основные принципы проектирования.
5. Гидравлические расчеты простых и сложных напорных трубопроводов при изотермическом режиме течения.
6. Гидравлический расчет трубопроводов при движении в них нефтяных смесей.
7. Основные понятия о реологических свойствах нефти и расчет трубопроводов, транспортирующих неньютоновские жидкости.
8. Расчет трубопроводов при неизотермическом движении жидкостей.
9. Увеличение пропускной способности трубопровода.
10. Предупреждение засорения трубопроводов и методы удаления отложений.
11. Внешняя и внутренняя коррозия трубопроводов и методы их защиты.
12. Назначение, классификация и конструкция сепараторов.
13. Пульсации в нефтепроводах и их гашение.
14. Выбор оптимального числа ступеней сепарации.
15. Расчет сепараторов на пропускную способность по газу и жидкости.
16. Нагрузки отдельных сепараторов по газу и жидкости в сепарационных установках.
17. Образование нефтяных эмульсий, их свойства и классификация. Назначение установок подготовки нефти. Классификация деэмульгаторов и предъявляемые к ним требования.
18. Основные методы разрушения нефтяных эмульсий типа «вода-нефть».
19. Основные понятия и определения в теории теплопередачи и расчет теплообменников.
20. Расчет отстойников.

21. Назначение резервуаров. Оборудование стальных резервуаров.
22. Предотвращение потерь нефти при хранении ее в резервуарах.
23. Расчет потерь легких фракций в резервуарах.
24. Измерение количества и качества товарной нефти в резервуарах и его автоматизация.
25. Автоматизация измерения количества и качества нефти.
26. Назначение установок подготовки нефти. Определение пригодности воды для нагнетания в пласт.
27. Установки подготовки сточных вод.
28. Установки подготовки пресных вод.
29. Системы сбора и транспортирования продукции газовых скважин.
30. Гидравлический расчет простых газопроводов.
31. Жидкостные и гидратные пробки в газопроводах, способы их предупреждения и устранения.
32. Основные отличия сепараторов нефти и природного газа. Основные типы сепараторов.
33. Расчет пропускной способности сепараторов по газу. Расчет сепараторов на прочность.
34. Общие сведения об изотермах конденсации природного газа.
35. Осушка природного газа и выделение конденсата за счет дроссель-эффекта.
36. Осушка природного газа в абсорбционных установках.
37. Осушка природного газа и выделение конденсата с применением холода, получаемого в холодильных установках.
38. Осушка природного газа и выделение конденсата с применением холода, получаемого в турбодетандерах.
39. Осушка природного газа и выделение конденсата из природного газа на адсорбционных установках.
40. Очистка газа от сероводорода и углекислого газа.
41. Дожимные компрессорные станции.

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>8 баллов</i>
<i>выполнение и защита лабораторных работ</i>	<i>1 балл</i>	<i>2 баллов</i>	<i>32 балла</i>
<i>промежуточная аттестация (тестирование с собеседованием по итогам теста)</i>	<i>1 балл</i>	<i>12 баллов</i>	<i>12 баллов</i>
Итоговая аттестация	<i>1 балл</i>	<i>48</i>	<i>48</i>

			<i>баллов</i>
Итого за семестр (экзамен по дисциплине)	<i>52</i>	<i>100</i>	<i>100</i> <i>баллов</i>

9 УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

9.1 Основная литература

1. Лекомцев, А. В. Сбор и промысловая подготовка скважинной продукции : практикум / А. В. Лекомцев. — Пермь : Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2017. — 50 с. — ISBN 978-5-398-01811-0. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/108503.html>

2. Груднева, А. А. Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений : курс лекций / А. А. Груднева, А. С. Николайченко, И. О. Дацюк. — Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2018. — 113 с. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/92625.html>

3. Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений : практикум / составители А. А. Груднева, А. С. Николайченко, И. О. Дацюк. — Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2018. — 118 с. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/92626.html>

4. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. Учебное пособие. — М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. — 320 с. Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/1582152>.

1. Лутошкин Г.С. Сбор, подготовка нефти, газа и воды. Учебник для вузов. — 3-е изд., стереотипное. — М.: ООО ТИД Альянс, 2005. — 319 с. — Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/1352050>.

2. Лутошкин Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебное пособие для вузов. — М.: ТИД «Альянс», 2005. — 135 с. — Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/1488769>.

3. Мельников В.Б. Макарова Н.П. Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений. Учебное пособие — М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. — Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/20998>.

4. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. — Томск: Изд. ТПУ, 2004. — 268 с. — Режим доступа: <http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/n/NATASHA/Material/Tab3/2004UPSVAROVSKAYA.pdf>.

9.2 Дополнительная литература

1. Брюханов О.Н. Основы гидравлики, теплотехники и аэродинамики / О.Н. Брюханов, В.И. Коробко, А.Т. Мелик – Аракелян: Учебник. – М.: ИНФРА – М, 2005. – 254 с. Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/1004670>
2. ГОСТ 33 – 2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. – М.: Стандартинформ, 2017. – 39 с.
3. Денисова Я.В., Сторожева М.Е. Химия в нефтегазовом деле: учебно-методическое пособие : в 2-х частях. – Ч.2: Коллоидная химия / Я. В. Денисова, М. Е. Сторожева. – Южно-Сахалинск, 2019. – 68 с./ http://sakhgu.ru/wp-content/uploads/page/record_85102/2019_12/%D0%94%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%B2%D0%B0-%D0%AF-%D0%92-%D0%A5%D0%B8%D0%BC%D0%B8%D1%8F-%D0%B2-%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BC-%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B5_%D0%A7%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C-2.pdf
4. Денисова, Я. В. Атлас по химии : учебное пособие / Я. В. Денисова. – Южно-Сахалинск : СахГУ, 2019. – 88 с./ http://sakhgu.ru/wp-content/uploads/page/record_85102/2020_04/Atlas_Denisova_1-1.pdf
5. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 208. – 488 с. Режим доступа: <https://www.twirpx.com/file/815594>.
6. Мельников В.Б. Макарова Н.П. Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений. Учебное пособие — М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – Режим доступа: <http://elibr.gubkin.ru/content/20998>.
7. Технология промышленной подготовки нефти: методические указания для практических занятий по дисциплине «Технология промышленной подготовки нефти» для аспирантов специальностей 05.17.07 «Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ» и 02.00.13 «Нефтехимия» / А. Л. Савченков. – Тюмень: издательский центр БИК ТюмГНГУ, 2012. – 32 с. Режим доступа: <http://elibr.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2014/11/1954.pdf>.

9.3 Периодические издания

- Онлайн-журнал «Сибирская нефть». Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online>
- Научно-технический журнал «Геология нефти и газа». Режим доступа: <https://www.oilandgasgeology.ru>
- Аналитический журнал «Нефтегазовая Вертикаль». Режим доступа: <http://ngv.ru>
- Информационно-аналитический бюллетень «Вестник ТЭК». Режим доступа: <https://media.lawtek.ru/media/vestnik>
- Научно-технический и производственный журнал «Газовая Промышленность». Режим доступа: <http://neftegas.info/gasindustry>
- Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное

хозяйство». Режим доступа: <http://www.oil-industry.ru>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

9.4 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 Kaspersky Endpoint Security
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 IPR BOOKS (<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, Oil and gasfacilities 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 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)