

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Сургуте)

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель КСН


Ю.В. Ваганов

« 31 » 08 2020 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

**Сбор и подготовка скважинной продук-
ции**

направление подготовки:

21.03.01 Нефтегазовое дело

направленность:

**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти**

форма обучения:

очная/очно-заочная

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 08.06.2020 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Скважинная добыча».

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 1 от «31» 08 2020 г.

И.о.заведующего кафедрой



(подпись)

Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о.заведующего выпускающей кафедрой



(подпись)

Р.Д. Татлыев

«31» 08 2020 г.

Рабочую программу разработал:
доцент кафедры НД, к.т.н.



Сорокин П.М.

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель дисциплины: получение знаний о работе систем сбора скважиной продукции, технологических схем подготовки нефти, газа и воды; знаний физических процессов, происходящих в различных узлах нефтепромыслового хозяйства от устья скважины до пунктов сбора и перекачки товарных нефти и газа. Изучение технической базы систем автоматизации технологических процессов (регуляторов, исполнительных механизмов, регулирующих органов и т.п.) их условных обозначений на функциональных схемах автоматизации и применение на современных нефтегазодобывающих предприятиях.

Задачи дисциплины:

- дать современное представление об основных понятиях системы сбора и подготовки скважинной продукции, принципах работы и сущности применения основных систем сбора и подготовки скважинной продукции на типовых объектах нефтяной и газовой промышленности;
- способствовать развитию у студентов диалектико-материалистического мировоззрения;
- привить определенный комплекс знаний по устройству, принципу действия, области применения исполнительных механизмов и регулирующих органов; методах настройки промышленных серийных регуляторов, которые входят в состав систем сбора и подготовки скважинной продукции;
- научить современным методикам расчета и подбора оборудования, применяемого в системах сбора и подготовки скважиной продукции.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений. Код дисциплины Б1.В.15

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знать:

- методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы сбора и подготовки скважинной продукции;
- структуры и функции основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции;
- способы анализа технической эффективности и методов управления режимами работы технологических объектов;
- современные технологии, материалы и оборудование которые используются для планирования и разработки производственных процессов

уметь:

- выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное; оборудование;
- рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции;
- рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов;
- рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов;

– выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции

владеть:

– навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством;

– навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции;

– навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции;

– навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования.

Содержание дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции» является логическим продолжением содержания дисциплин «Разработка нефтяных месторождений», «Исследование скважин и пластов», «Оборудование для добычи нефти».

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-1 Способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.2 Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление технологических процессов	Знать: методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы сбора и подготовки скважинной продукции
		Уметь: выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование
		Владеть: навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПКС-8 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-8.1 Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций	Знать: структуры и функции основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции
		Уметь: рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции

		Владеть: навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции
	ПКС-8.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать: способы анализа технической эффективности и методов управления режимами работы технологических объектов
		Уметь: рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов
	Владеть: навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции	
	ПКС-8.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать: современные технологии, материалы и оборудование которые используются для планирования и разработки производственных процессов
Уметь: выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции		
Владеть: навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования		

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет **6** зачетных единицы, **216** часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс, семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.				Самостоятельная работа, час.	Форма промежуточной аттестации
		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	контроль		

				тия			
очная	4/7	30	30	15	36	69	Экзамен
очно-заочная	4/8	22	28	12	36	88	Экзамен

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

-очная (ОФО)/очно-заочная форма обучения (ОЗФО)

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	№	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	Системы сбора и внутри-промыслового транспорта скважинной продукции.	2/2	2/2	1/1	8/10	13/15	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Тест
2	2	Измерение количества нефти, газа и пластовой воды по скважинам	2/2	2/2	1/1	8/10	13/15	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Тест
3	3	Сепарация нефти от газа	4/2	4/2	4/4	8/10	20/18	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Тест
4	4	Промысловые трубопроводы	4/2	4/2	1/1	8/10	17/15	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Тест
5	5	Подготовка нефти	4/2	4/2	2/1	8/10	18/15	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Тест
6	6	Нефтяные резервуары и насосные станции	4/4	4/4	2/1	9/10	19/19	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Тест
7	7	Подготовка	4/4	4/4	2/1	10/14	20/23	ПКС-1.2	Тест

		сточных вод к утилизации						ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	
8	8	Сбор и подготовка нефтяного и природного газа	6/4	6/4	2/2	10/14	24/24	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Тест
	Экзамен		-	-	-		18/18	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Вопросы к экзамену
	Курсовой проект						18/18	ПКС-1.2 ПКС-8.1 ПКС-8.2 ПКС-8.3	Пояснительная записка и защита
Итого:			30/22	30/22	15/12	69/88	180/180		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Системы сбора и внутринефтепромыслового транспорта скважинной продукции

Системы сбора и внутринефтепромыслового транспорта нефти и газа на месторождениях. Их преимущества и недостатки. Факторы, влияющие на выбор системы сбора нефти и газа. Двухтрубная самотечная система сбора. Грозненская высоконапорная система сбора. Унифицированная технологическая схема сбора и подготовка скважинной продукции нефтегазодобывающего района. Основные узлы установки системы сбора. Рекомендации по применению и сочетанию процессов подготовки нефти. Потери легких фракций нефти, их нормы, причины потерь. Методы предупреждения и сокращения потерь нефти от испарений.

Раздел 2. Измерение количества нефти, газа и пластовой воды по скважинам

Значение измерения продукции скважин. Массовый и объемный дебиты скважин и зависимость между ними. Старые методы измерения продукции скважин. Определение содержания воды в нефти. Измерение расхода газа и жидкости непосредственно в трубопроводе.

Раздел 3. Сепарация нефти от газа

Сепараторы. Основное назначение нефтегазовых сепараторов. Их типы, конструкция и принцип действия. Оценка эффективности работы сепараторов. Показатели эффективности работы сепаратора. Параметры, определяющие техническое совершенство сепаратора. Выбор оптимального числа ступеней сепарации. Физическая сущность дифференциальной и контактной сепарации. Сепарационные установки типа УБС, сепарационные установки типа НГС. Их технологические схемы. Сепарационные установки с насосной откачкой типа БН. Их назначение, технологическая схема. Сепарационные установки типа УПС. Их назначение, технологическая схема, условия применения. Сепараторы центробежные. Принцип их работы, назначение, применение. Концевые сепараторы. Принцип их работы, назначение. Охрана окружающей среды при обслуживании сепарационных пунктов.

Раздел 4. Промысловые трубопроводы

Классификация промысловых трубопроводов. Сортамент труб. Порядок проведе-

ния работ при сооружении трубопроводов. Выбор трассы, подготовка трассы, земляные работы, подготовка труб к сварке, сварка труб, изоляция трубопровода и укладка его в траншею. Опрессовка трубопровода. Виды коррозии. Сущность электрохимической коррозии. Пассивная и активная защита трубопроводов от коррозии. Защита трубопроводов от внутренней коррозии. Ингибиторы, коррозии. Особенности перекачки высоковязких и парафинистых нефтей. Местный подогрев автоматическими печами. Устьевой подогреватель нефти, устройство и принцип его работы. Методы борьбы с отложениями парафина. Методы борьбы с отложениями солей. Требования к персоналу, обслуживающему трубопроводы. Правила, которые необходимо выполнять при ведении ремонтных работ, при обслуживании нефтепромысловых коммуникаций.

Раздел 5. Подготовка нефти

Нефтяные эмульсии. Типы нефтяных эмульсий, их классификация. Образование нефтяных эмульсий. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий. Устойчивость нефтяных эмульсий и их «старение». Факторы, влияющие на образование эмульсии. Методы предотвращения образования эмульсий. Требования, предъявляемые к подготовке нефти. Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий. Классификация деэмульгаторов и предъявляемые к ним требования. Основное назначение деэмульгаторов. Понятие инверсии эмульсии. Эффективность деэмульгаторов. Расход и качество деэмульгаторов. Испытание деэмульгаторов на эффективность разрушения эмульсии.

Раздел 6. Нефтяные резервуары и насосные станции

Назначение резервуаров, их виды. Стальные вертикальные резервуары. Конструкция и область применения резервуаров. Основание и фундамент под резервуары. Железобетонные резервуары. Оборудование товарных резервуаров. Уровнемер. Пробоотборник. Хлопушка. Дыхательный клапан. Предохранительный клапан. Резервуарные парки. Грузозащита и противопожарные мероприятия. Измерение количества и определение качества товарной нефти в резервуарах. Калибровочные таблицы. Методы калибровки. Объемные счетчики. Коммерческие операции с товарной нефтью. Порядок учета нефти при приемно-сдаточных операциях. Автоматизация измерения количества и определения качества товарной нефти. Безрезервуарная сдача нефти в магистральной нефтепровод. Обслуживание резервуарного парка. Нефтяные насосные станции типа БННС. Центробежные насосы, их характеристика. Обслуживание насосных станций. Автоматизированная блочная дожимная насосная станция (БНДС).

Раздел 7. Водоснабжение насосных станций

Водопотребители нефтегазодобывающих предприятий. Нормы водопотребления. Расчет потребного количества воды для предприятий. Качество воды. Источники водоснабжения. Сточные воды нефтяных месторождений. Пластовые сточные воды. Преимущество промышленных сточных вод. Способы очистки и подготовки сточных вод, отстаивание и сооружения для отстаивания воды (песколовки, нефтеловушки, пруды-отстойники, резервуары-отстойники, напорные горизонтальные отстойники); фильтрование, флотация, электрофлотация. Характеристика действующих систем очистки сточных вод. Установки очистки сточных вод закрытого типа. Источники пресной воды, использование пресной воды. Водозаборы, их устройство и обслуживание. Подрусловые скважины, их устройство. Технологический процесс водоподготовки. Водоочистные станции. Системы и сооружения для нагнетания воды в пласт, насосные станции, " магистральные водопроводы, кустовые насосные станции, водораспределительные будки. Водопроводы высокого давления от КНС до нагнетательных скважин. Блочные кустовые насосные станции. Насосы, их типы и характеристики. Самостоятельная работа студента: охрана окружающей среды при очистке и утилизации пластовых вод.

Раздел 8. Установки комплексной подготовки нефти

Сбор попутного нефтяного газа, требования, предъявляемые к подготовке и транс-

порту газа на промыслах. Элементы установок комплексной подготовки нефти; схемы сбора. Гидраты и борьба с ними. Общие сведения об изотермах конденсации природного и нефтяного газа. Сепараторы, применяемые на установках подготовки природного газа: гравитационные, инерционные, насадочные, смешанные. Отличия сепараторов для природного газа и нефти. Коэффициент сепарации, факторы, влияющие на коэффициент сепарации. Вертикальный масляный пылеуловитель. Методы и технологические схемы подготовки нефти. Технологические схемы и оборудование установок комплексной подготовки нефти.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ОЗФО	
1	1	2/2	Системы нефтесбора их преимущества и недостатки. Система сбора на месторождениях западной Сибири. Система сбора высоковязкой и парафинистой нефти. Комплексов сбора и подготовки скважинной продукции. Нормы потерь нефти и газа, пути их сокращения
2	2	2/2	Массовый и объемный способы измерения продукции скважин. Автоматизированные замерные установки. Их назначение, классификация технологические схемы.
3	3	4/2	Назначение сепараторов. их классификация, конструкция и принцип действия. Выбор оптимального числа ступеней сепарации. Нефтегазовый сепаратор НГС. сепаратор типа УБС. Сепарационные установки типа БН, типа УПС. Сепараторы центробежные, концевые. Охрана окружающей среды при обслуживании сепарационных пунктов.
4	4	4/2	Классификация промысловых трубопроводов. Выбор трассы. Опресовка труб. Виды коррозии трубопроводов. Защита трубопроводов от коррозии. Трубопроводная арматура. Перекачка высоковязких и парафинистых нефтей. Предупреждение засорения нефтепроводов и методы удаления отложений. Обслуживание трубопроводов
5	5	4/2	Нефтяные эмульсии, их виды, классификация, образование. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий. Требования к качеству подготовки нефти. Демульгаторы. Требования, предъявляемые к ним, их типы и характеристики. Методы разрушения нефтяных эмульсий типа в/н.
6	6	4/4	Назначение резервуаров, их виды. Стальные вертикальные резервуары. Оборудование резервуаров. Резервуарные парки. Измерение количества и качества товарной нефти. Безрезервуарная сдача нефти в магистральный нефтепровод. Чистка и ремонт резервуаров. Насосные станции, их назначение, эксплуатация.
7	7	4/4	Сточные воды нефтяных месторождений. Требования к качеству подготовки пластовых вод. Способы подготовки сточных вод. Использование пресной воды. Водозаборы, их устройства и обслуживания. Технологический процесс водоподготовки.
8	8	6/4	Сбор попутного нефтяного газа, требования, предъявляемые к подго-

			товке и транспорту газа на промыслах. Элементы установок комплексной подготовки нефти; схемы сбора. Гидраты и борьба с ними. Общие сведения об изотермах конденсации природного и нефтяного газа. Сепараторы, применяемые на установках подготовки природного газа: гравитационные, инерционные, насадочные, смешанные. Отличия сепараторов для природного газа и нефти. Коэффициент сепарации, факторы, влияющие на коэффициент сепарации. Вертикальный масляный пылеуловитель. Методы и технологические схемы подготовки нефти. Технологические схемы и оборудование установок комплексной подготовки нефти.
Итого:		30/22	

Таблица 5.2.1

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	2/2	гидравлический расчет нефтепроводов
2	7	4/4	расчет пропускной способности гравитационного сепаратора
3	3	4/2	определение оптимального числа ступеней сепарации
4	2	2/2	типы и конструкции сепараторов
5	6	4/4	выбор типа и конструкции резервуаров
6	8	6/4	обоснование системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции
7	4	4/2	применение путевых подогревателей
8	5	4/2	установки комплексной подготовки нефти
Итого:		30/22	

Лабораторные работы

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лабораторной работы
		ОФО/ ОЗФО	
1	1,4	2/2	расчет трубопроводов
2	8	1/1	расчет газопровода
3	2,3,7,8	8/7	расчет нефтегазового сепаратора
4	4	2/1	расчет оборудования УПН
5	5	2/1	расчет потерь легких фракций в резервуаре
Итого:		15/12	

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/		

	плины	ОЗФО		
1	1	8/10	Системы сбора и внутривидового транспорта скважинной продукции.	Конспект, устный опрос, составление чертежей и схем.
2	2	8/10	Измерение количества нефти, газа и пластовой воды по скважинам	Конспект, устный опрос.
3	3	8/10	Сепарация нефти от газа	Конспект, устный опрос.
4	4	8/10	Промысловые трубопроводы	Устный опрос
5	5	8/10	Подготовка нефти	Конспект, устный опрос.
6	6	9/10	Нефтяные резервуары и насосные станции	Конспект, устный опрос.
7	7	10/14	Подготовка сточных вод к утилизации	Конспект, устный опрос.
8	8	10/14	Сбор и подготовка нефтяного и природного газа	Конспект, устный опрос.
экзамен				Вопросы к экзамену
Итого:		69/88		

5.2.3. Преподавание дисциплины/модуля ведется с применением следующих традиционных и интерактивных видов образовательных технологий:

- лекции: лекция – визуализация с использованием мультимедийного материала; лекция проблемного характера; лекция – беседа;
- практические работы: работа в парах; индивидуальная работа; работа в группах; разбор практических ситуаций.

6. Тематика курсовых проектов

Тематика курсовых проектов представлена в методических указаниях ниже.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся очной и очно-заочной форм обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30

2 текущая аттестация		
1	Тестирование	0-30
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-30
3 текущая аттестация		
1	Тестирование	0-40
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-40
ВСЕГО		100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

– Электронная библиотечная система Elib, полнотекстовая база данных ТИУ, <http://elib.tsogu.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU, <http://elibrary.ru/> (дата обращения 30.08.19)

– Профессиональные справочные системы. Национальный центр распространения информации ЕЭК ООН. – Режим доступа: <http://www.cntd.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Справочно-правовая система КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 29.08.2019).

– Система поддержки учебного процесса «Educon»;

– ЭБС «Издательства Лань», Гражданско-правовой договор №885-18 от 07.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Издательство Лань» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ», Гражданско-правовой договор № 884-18 от 08.08.2018 г. на оказание услуг по предоставлению доступа к ЭБС между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «Электронное издательство ЮРАЙТ» (до 31.08.2020 г.);

– ЭБС «Перспект», Гражданско-правовой договор № 882-18 от 09.08.2018 г. на предоставление доступа к электронно-библиотечной системе между ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «ПРОСПЕКТ»;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

– Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО УГТУ (г. Ухта).

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: Windows 8 (Лицензионное соглашение №8686341), Microsoft Office Professional Plus (Договор №1120-18 от 03 августа 2018 г.).

9.4 Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства: MS Office

9.5 Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства:
- MS Office

10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Помещения для проведения всех видов работы, предусмотренных учебным планом, укомплектованы необходимым оборудованием и техническими средствами обучения.

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	Прибор «Судос»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
6	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

7	Программный комплекс «saphir»	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
---	-------------------------------	--

11. Методические указания

11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям.

На практических занятиях обучающиеся изучают методику и выполняют типовые расчеты. Для эффективной работы обучающиеся должны иметь инженерные калькуляторы и соответствующие канцелярские принадлежности. В процессе подготовки к практическим занятиям обучающиеся могут прибегать к консультациям преподавателя. Наличие конспекта лекций на практическом занятии обязательно!

Задания на выполнение типовых расчетов на практических занятиях обучающиеся получают индивидуально.

Практическое занятие № 1

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДОВ

Теоретическая часть

Гидравлический расчет трубопроводов предусматривает определение его диаметра или пропускной способности, или необходимого перепада давления.

Гидравлический расчет нефтепроводов ведется на основе уравнения Бернулли

$$\left(Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} \right) - \left(Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} \right) = h_n, \quad (1.1)$$

где Z_1, Z_2 – геодезические отметки; P_1, P_2 – давление; ρ – плотность жидкости; v – средняя скорость жидкости; α_1 и α_2 – коэффициенты Кариолиса (в практических расчетах для турбулентного режима движения $\alpha \approx 1$); h_n – путевые потери напора.

Путевые потери напора в общем случае складываются из потерь на внутреннее трение жидкости по длине трубопровода (h_{mp}) и из потерь на местные сопротивления (h_m) (задвижки, диафрагмы, повороты и т.д.)

$$h_n = h_{mp} + h_m \quad (1.2)$$

При гидравлическом расчете напорного нефтепровода местными сопротивлениями можно пренебречь. Потери напора по длине трубопровода при установившемся движении определяются по формуле Дарси-Вейсбаха

$$\Delta h_{тр} = \lambda \frac{l}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (1.3)$$

или потери давления на трение

$$\Delta P_{тр} = \lambda \frac{l}{D} \cdot \frac{\rho v^2}{2}, \quad (1.4)$$

где l – длина трубопровода; D – внутренний диаметр трубопровода; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий в общем случае от

режима движения и относительной шероховатости внутренней стенки трубы.

$$\lambda = f(\text{Re}, \varepsilon), \quad (1.5)$$

где Re – число Рейнольдса

$$\varepsilon = \frac{2e}{D}, \quad (1.6)$$

где e – абсолютная шероховатость стенок трубы.

Число Рейнольдса можно найти из выражения

$$\text{Re} = \frac{vD\rho}{\mu}, \quad (1.7)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости.

Средняя скорость определяется по формуле

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2}, \quad (1.8)$$

где Q – объемный расход жидкости.

Если $\text{Re} < 2320$, то течение жидкости ламинарное (последнее) и шероховатость стенки не оказывает влияние на коэффициент гидравлического сопротивления, λ определяется по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (1.9)$$

Если $\text{Re} > 2320$, то течение жидкости турбулентное (точнее, турбулентное течение наступает при $\text{Re} > 2800$, а в области $2320 < \text{Re} < 2800$ переходный режим, в практических расчетах эту область можно считать турбулентной).

Турбулентное течение характеризуется хаотичным беспорядочным движением частиц жидкости в ядре потока и ламинарным подслоем у стенки трубы. Хаотическое беспорядочное движение частиц жидкости вызывает увеличение затрат энергии на трение жидкости, что приводит к росту коэффициента гидравлического сопротивления. При турбулентном режиме движения жидкости коэффициент гидравлического сопротивления может быть определен по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}. \quad (1.10)$$

Расчетная часть

Задача 1.1. Рассчитать давление на устье P_y добывающей скважины для следующих условий: выкидная линия горизонтальная, местные сопротивления отсутствуют, длина выкидной линии $l = 4200$ м, внутренний диаметр выкидной линии $d_{вн} = 0,1$ м, де-

бит скважины $Q = 320 \text{ м}^3/\text{сут}$, плотность нефти $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$; давление перед входом в сепаратор $P_c = 1,5 \text{ МПа}$, вязкость нефти $\mu_n = 3,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Решение. В связи с тем, что выкидная линия горизонтальная $Z_1 = Z_2$.

Уравнение Бернулли записывается в виде

$$P_y = P_c + \Delta P_{тр}, \quad (1.11)$$

где $\Delta P_{тр}$ – потери давления по длине от устья до сепаратора.

Рассчитаем скорость движения нефти по формуле (1.8):

$$v = \frac{\sqrt[4]{320}}{86400 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2} = 0,44 \text{ м/с.}$$

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

$$Re = \frac{0,47 \cdot 0,1 \cdot 850}{3,5 \cdot 10^{-3}} = 11414,$$

Значит режим течения турбулентный

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{11414}} = 0,031.$$

Рассчитаем потери давления по длине трубопровода (1.4):

$$\Delta P_{тр} = 0,031 \frac{4200 \cdot 850 \cdot 0,47^2}{0,1 \cdot 2} = 1,22 \cdot 10^5 = 0,12 \text{ МПа.}$$

Давление на устье скважины определим по формуле (1.11)

$$P_y = 1,5 + 0,12 \approx 1,6 \text{ МПа.}$$

Вывод: На устье скважины давление для данных условий должно быть 1,6 МПа.

Задание: рассчитать давление на устье скважины для представленных в таблице 1 условий.

Таблица 1 – Варианты расчета

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина линии l , м	4100	4600	5100	5250	5500	6100	6500	7100	7500	8000
Дебит скважины Q , $\text{м}^3/\text{сут.}$	290	360	390	430	450	430	380	400	420	440
Давление в сепараторе, P_c , МПа	1,8	2,1	2,3	2,1	1,7	1,8	1,9	2,0	2,2	2,4

Внутренний диаметр выкидной линии $d_{вн} = 0,1 \text{ м}$.

Вязкость нефти $\mu_n = 3,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Вопросы для самоконтроля:

1. Физический смысл уравнения Бернулли?
2. Что определяет число Рейнольдса?
3. От чего зависит коэффициент гидравлического сопротивления?
4. Из чего складываются путевые потери напора?
5. Чем характеризуются ламинарное, турбулентное течения жидкости?

Практическое занятие № 2

РАСЧЁТ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГРАВИТАЦИОННОГО СЕПАРАТОРА

Теоретическая часть

Эффективность процесса сепарации зависит от степени очистки нефтяного газа от капельной жидкости и жидкости от газа, что характеризуется: коэффициентами уноса жидкости потоком газа $K_{жс}$, газа потоком жидкости $K_г$, предельной средней скоростью газа в свободном сечении сепаратора $V_{г.мах}$ и времени задержки жидкости в сепараторе t_3 . Коэффициентами уноса жидкости и газа и показатели совершенства сепараторов $V_{г.мах}$ и t_3 зависят от физико-химических свойств нефти и нефтяного газа, их расходов, рабочих давлений и температур, способности нефти к вспениванию, уровня жидкости в сепараторе, конструктивных особенностей сепаратора.

Коэффициентами уноса жидкости и газа определяются по формулам:

$$K_{жс} = q_{жс}/Q_{гс}; \quad (2.1)$$

$$K_г = q_г/Q_{жс}, \quad (2.2)$$

где $q_{жс}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком нефтяного газа из сепаратора, м³/ч; $q_г$ – объемный расход газа, уносимого потоком жидкости из сепаратора, м³/ч; $Q_{жс}$ – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, определяемые при рабочих давлениях и температурах сепарации, м³/ч; $Q_г$ – объёмный расход газа на выходе из сепаратора, м³/ч.

Чем меньше $K_{жс}$ и $K_г$ при прочих равных условиях, тем совершеннее сепаратор. По практическим данным коэффициенты уноса жидкости и газа имеют следующие значения $K_{жс} \leq 50 \text{ см}^3/1000\text{м}^3$ газа и $K_г \leq 0,02\text{м}^3/\text{м}^3$ жидкости. Сепараторы, применяемые на нефтяных месторождениях, можно условно подразделить на следующие основные категории:

- 1) по назначению – замерные и сепарирующие;
- 2) по геометрической форме и положению в пространстве – цилиндрические, сферические, вертикальные, горизонтальные и наклонные;
- 3) по характеру проявления основных сил – гравитационные, инерционные (жалюзийные), центробежные и ультразвуковые;
- 4) по рабочему давлению – высокого давления – 6,28 МН/м² (64 кГс/см²), среднего 2,45 МН/м² (25 кГс/см²), низкого давления 0,588 МН/м² (6 кГс/см²) и вакуумные;
- 5) по числу обслуживаемых скважин – индивидуальные и групповые.

Расчетная часть

Расчет вертикального гравитационного сепаратора

Расчет этих сепараторов ведется для газовой и жидкой фаз. Для газовой фазы рассчитывается пропускная способность сепаратора V_2 . при известных диаметре сепаратора D_c , термобарических условиях в нем (P_c ; T_c) и свойств фаз (ρ_n , ρ_g , μ_n , μ_g).

Учитывая осаждение в газовом потоке жидких и твердых частиц в поле силы тяжести, максимальная пропускная способность по газу.

$$v_{г.мах} = 841 \frac{D_c^3 p_c d_{ж}^2 (\rho_n - \rho_g)}{T_c \mu_{гз}}, \quad (2.3)$$

где $v_{г.мах}$ – максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которого приведен к нормальным условиям, м³/сут; $d_{ж}$ – диаметр капли жидкости, м ($d_{ж} = 1 \cdot 10^{-4}$ м); P_c – давление в сепараторе, Па; T_c – температура в сепараторе, К; μ_g – вязкость газа, Па·с.

Исходя из условий всплывания пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти, максимальная допустимая способность сепаратора, м³/сут.

$$Q_{ж мах} = 36964 D_c^2 \frac{d_г^2 (\rho_n - \rho_g)}{\mu_n}, \quad (2.4)$$

где $d_г$ – диаметр пузырька газа, (принимается $d_г = 1 \cdot 10^{-3}$ м)
 μ_n – вязкость нефти, Па·с.

Задача 2.1. Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора диаметром $D_c=1,2$ м. Жидкая фаза – нефть плотностью $\rho=860$ кг/м³ (при давлении в сепараторе $P_c = 1,5$ МПа, температура $T_c = 295$ К) и вязкостью при этих условиях $\mu_n = 7$ мПа·с. Плотность газа в нормальных условиях $\rho_{г0} = 1,30$ кг/м³. Вязкость газа в

условиях сепаратора $\mu_2 = 1,35 \cdot 10^{-5}$ Па·с. Коэффициент сверхсжимаемости Z принять равным 1.

Решение: Вычислим плотность газа при условиях сепарации

$$\rho_r = \rho_{r0} \frac{p_r T_0}{p_0 T_{r,z}} = \frac{1,3 \cdot 1,5 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 18,17 \text{ кг/м}^3.$$

По формуле (2.3) рассчитаем максимальную пропускную способность сепаратора по газу

$$q_{r,max} = \frac{841 \cdot 1,2^2 \cdot 1,5 \cdot 10^6 (1 \cdot 10^{-4})^2 (860 - 18,17)}{295 \cdot 1,35 \cdot 10^{-5} \cdot 1} = 4,01 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Пропускную способность по жидкости рассчитаем по формуле (2.4)

$$Q_{ж,max} = \frac{36964 \cdot 1,2^2 (1 \cdot 10^{-3})^2 (860 - 18,17)}{7 \cdot 10^{-8}} = 6401,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При заданном условии в данном сепараторе можно будет сепарировать нефть до $6400 \text{ м}^3/\text{сут.}$ с газовым фактором до $626 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Подобрать горизонтальный сепаратор можно по следующей методике.

В основу базового варианта аппаратов принят нормальный ряд емкостей 25, 50, 100 и 200 м^3 на рабочее давление 0,6; 1,6; 2,5; 4,0 МПа различного климатического и коррозионного исполнения. Сепараторы оснащены различными конструктивными элементами, формулирующими зоны ввода, отстоя, вывода продукции.

Объем сепаратора V рассчитывается с учетом нагрузки по жидкости и времени пребывания в сепараторе

$$V = \frac{Q \cdot t}{C}, \quad (2.5)$$

где Q – нагрузка по жидкости, $\text{м}^3/\text{мин.}$;

t – время пребывания, мин.;

C – коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью, равный 0,5, колеблется от 0,4 до 0,6D.

Ориентировочные время пребывания жидкости в аппарате в зависимости от типа нефтей и характера технологического процесса.

Таблица 2.1 – Ориентировочные время пребывания жидкости в аппарате

Тип нефтей	Плотность кг/м ³	Вязкость кинематическая $10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	Ориентировочное время пребывания жидкости в газонефтяном сепараторе, мин.

Легкая	до 850	до 10	до 5
Средняя	850 – 890	10 – 45	5 – 10
Тяжелая	более 890	более 45	10 – 30
Сернистая			10 – 30

При сепарации обводненных нефтей в газонефтяном сепараторе рекомендованное время пребывания, приведенное в таблице, применимо и при водосодержании агрегатно-устойчивой эмульсии в пределах 30 – 60 %. Время пребывания для легких и средних нефтей увеличивается в 1,5 раза. Для тяжелых нефтей в 2 раза и более. Время пребывания жидкости в сепараторах может корректироваться по мере накопления данных по свойствам эмульсий в процессе эксплуатации месторождений.

Задание:

рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по исходным данным, приведенным в таблице 2

Таблица 2 – Исходные данные к задаче 2.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр сепаратора D_c , м	1,4	1,2	1,4	1,5	2	2,2	1,6	1,4	1,6	2,2
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	875	870	845	835	860	870	840	830	860	850
Давление в сепараторе, P_c , МПа	1,6	1,4	1,3	1,2	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,5

Плотность газа, ρ_g , кг/м ³	1,30	1,25	1,20	1,15	1,10	1,25	1,30	1,2	1,15	1,30
---	------	------	------	------	------	------	------	-----	------	------

Температура в сепараторе $T_c = 300$ К.

Вязкость нефти $\mu_n = 8$ мПа·с.

Вязкость газа $\mu_g = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Па·с.

Вопросы для самоконтроля:

1. От чего зависит эффективность процесса сепарации?
2. Коэффициенты, характеризующие совершенство сепаратора?
3. Основные категории сепараторов?
4. Нормальный ряд сепараторов?
5. Какие типы нефтей существуют?

Практическое занятие № 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА СТУПЕНЕЙ СЕПАРАЦИИ

Теоретическая часть

Выбор оптимального числа ступеней сепарации связан с довольно сложными расчетами при использовании констант равновесия, и поэтому здесь он подробно не приводится. Но для того, чтобы иметь представление о выборе оптимального числа ступеней сепарации, необходимо рассмотреть два способа разгазирования нефти в бомбе pVT (давление, объем, температура) – дифференциальный и контактный – и показать, каким из них лучше всего пользоваться при решении этого вопроса. На рисунке 3.1, *а* приведена схема многоступенчатой сепарации с условным выделением и отводом за пределы сепаратора смеси отдельных компонентов газа на каждой ступени, т. е. показано дифференциальное разгазирование нефти, характеризующееся постепенным снижением давления (p_1, p_2, \dots, p_n), начиная от давления насыщения p_n , когда весь газ в нефти растворен, а на рисунке 3.1, *б* – одноступенчатое (контактное) разгазирование нефти, при котором происходит резкое понижение давления от p_n до p_n и одноразовый отвод из сепаратора всего выделившегося из нефти газа.

Условно показано также количество поступающей нефти на первую ступень сепарации (G_m) и количество выходящей нефти G_m на последней ступени сепаратора при

дифференциальном и контактном разгазировании. Количество нефти, перешедшей на каждой ступени в газовую фазу, на схемах показано штриховкой. Анализ рисунков показывает, что при дифференциальном (многоступенчатом) разгазировании получается больше нефти ($G_m = 98$ т), чем при контактном (одноступенчатом) ($G_m = 95$ т) (рисунок 3.1, *a* и *б*), а газа, наоборот – при дифференциальном меньше (кривая 2), чем при контактном (кривая 1) (рисунок 3.1, *в*).

Как объясняется это положение с физической точки зрения, в чем тут дело?

Объясняется это тем, что при дифференциальном разгазировании понижение давления в каждой ступени сепаратора происходит на незначительную величину, что влечет за собой плавное выделение небольших количеств сначала легких, а затем средних и тяжелых углеводородных газов и отвод смеси этих газов из каждой ступени за пределы сепаратора.

При этом практически все ступени сепараторов работают при равновесных условиях, характеризующихся равенством каждого легкого компонента углеводородного газа, находящегося в нефти и газовой фазе.

При контактном разгазировании нефти в сепараторе происходит, наоборот, резкое снижение давления, в результате чего нефть «кипит», при этом бурно выделяются легкие углеводороды в газовую фазу, увлекая за собой большую массу тяжелых, которые при нормальных условиях ($p=0,101$ МПа и $t=0$ °С) являются жидкостями. Этим, собственно, и объясняется, что при контактном разгазировании получается меньше нефти, чем при дифференциальном (рисунок 3.1, *a*, *в*).

Из этого следует такой вывод: если скважины фонтанируют и на их устьях поддерживаются давление насыщения p_n или высокие давления (3—4 МПа), то целесообразно применять здесь многоступенчатую сепарацию (6—8 ступеней), обеспечивая больший конечный выход нефти, поступающей в парк товарных резервуаров. Во всех других случаях рекомендуется применять трехступенчатую сепарацию нефти от газа с давлениями: на первой ступени – 0,6 МПа, на второй – 0,15-0,25 МПа и на третьей – 0,02 МПа, а иногда даже вакуум. Третья ступень сепаратора – концевая является исключительно важной и ответственной, поскольку из нее нефть поступает в парк товарных резервуаров.

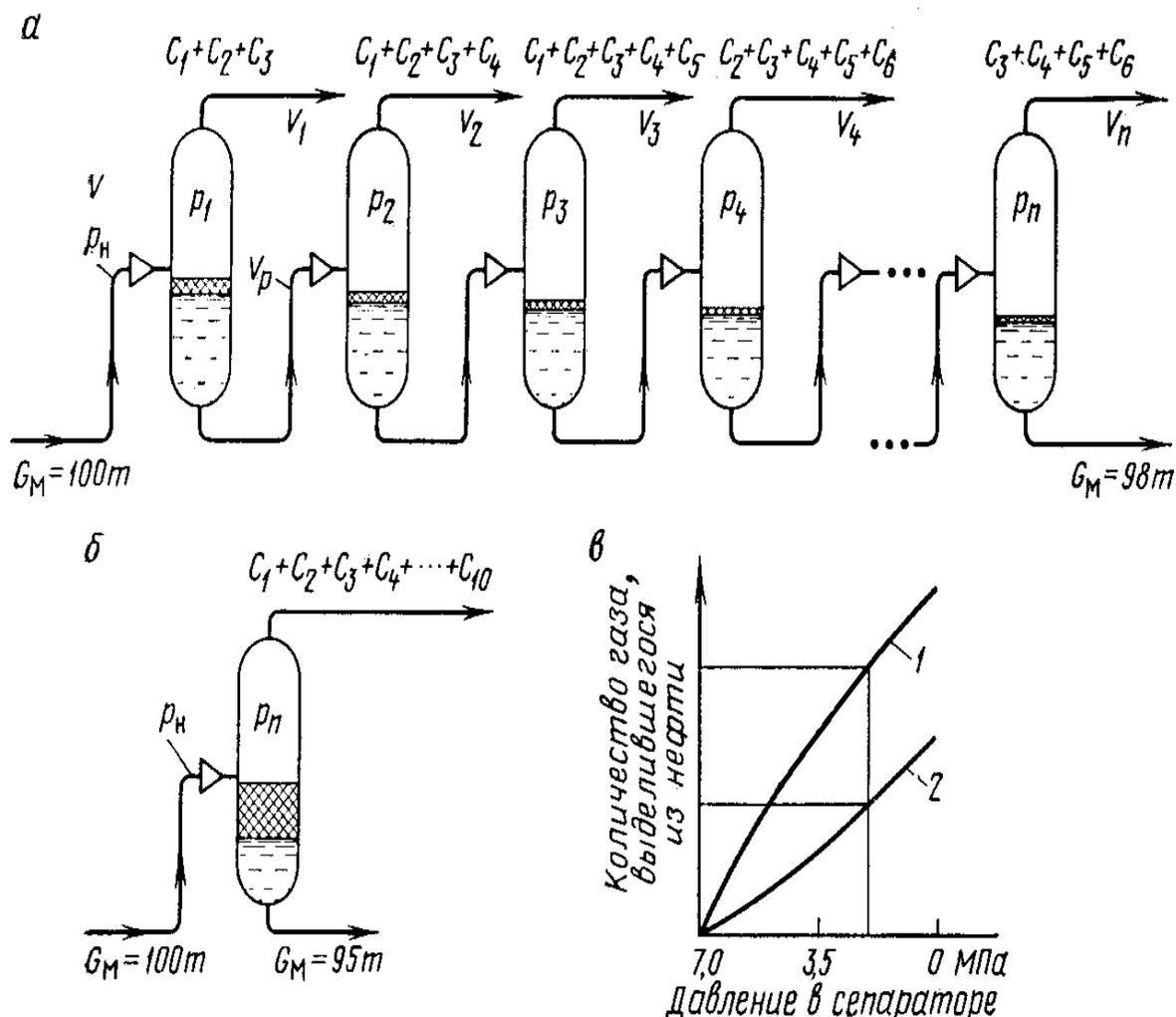


Рисунок. 3.1 – Схемы многоступенчатой (дифференциальной) (а), одноступенчатой (контактной) (б) сепарации газа от нефти и количество газа, выделившегося при этих способах разгазирования (в): 1 – контактное; 2 – дифференциальное разгазирование нефти

Согласно ГОСТу нефть в товарных резервуарах должна находиться с упругостью паров 0,06 МПа, что практически можно достигнуть только при горячей ступени сепарации или созданием на третьей ступени вакуума.

Расчетная часть

Задача 3.1. Определить необходимый диаметр вертикального сепаратора, если нагрузка на него по жидкости составляет $Q_{жс} = 10000 \text{ м}^3/\text{сут}$, газовый фактор нефти при

давлении в сепараторе 0,6 МПа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Решение

Так как сепаратор вертикальный, следовательно, все его поперечное сечение занято потоком газа. Поэтому

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot f_z} Q_{жс} G(p) (1 - B) \frac{T}{\sqrt{P}} \quad (3.1)$$

так как $f_z = 1$, то

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot 1} 10000 \cdot 100 (1 - 0,5) \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 4,22. \text{ (м}^2\text{)}.$$

Откуда $D = 2,05$ м.

Вывод: Из технических характеристик вертикальных сепараторов известно, что максимальный диаметр их не превышает 1,6 м, следовательно, вертикальные сепараторы в данных условиях использоваться не должны.

Задание:

Определить необходимый диаметр вертикального сепаратора при следующих условиях, приведенных в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Исходные данные к задаче 3.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагрузка на сепаратор по жидкости $Q_{жс}$, м ³ /сут 10^4	1,1	1,2	1,4	1,5	1	1,2	1,1	1,2	1,13	1,15
Температура в сепараторе, К	294	293	295	296	293	294	295	296	297	296
Давление в сепараторе, P_c , МПа	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,8	0,6	0,6	0,8
Обводненность продукции, В	0,5	0,55	0,6	0,61	0,7	0,75	0,91	0,81	0,71	0,65

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Вопросы для самоконтроля:

1. Какие способы разгазирования нефти вы знаете?
2. В чем суть дифференциального разгазирования?
3. В чем суть контактного разгазирования?
4. Отличие дифференциального разгазирования от контактного?
5. Объясните: куда поступает нефть после третьей ступени сепарации?

Практическое занятие № 4

ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ СЕПАРАТОРОВ

Теоретическая часть

В промышленной практике в основном используются следующие типы сепараторов. Одноёмкостный гидроциклонный сепаратор предназначен для работы на первой ступени сепарации, а для нефтей с большими газовыми факторами – на второй и третьей ступенях. Одноёмкостный гидроциклонный сепаратор состоит из нескольких одноточных гидроциклонов и горизонтальной технологической ёмкости. Корпус одноточного гидроциклона типа ОГ-200, выполненный из труб, состоит из вертикальной части 2 и отвода 3, соединенных между собой фланцевым соединением 1 (рисунок. 4.1).

Ввод нефтегазовой смеси в одноточный гидроциклон осуществляется через патрубок ввода 1, расположенный тангенциально к корпусу.

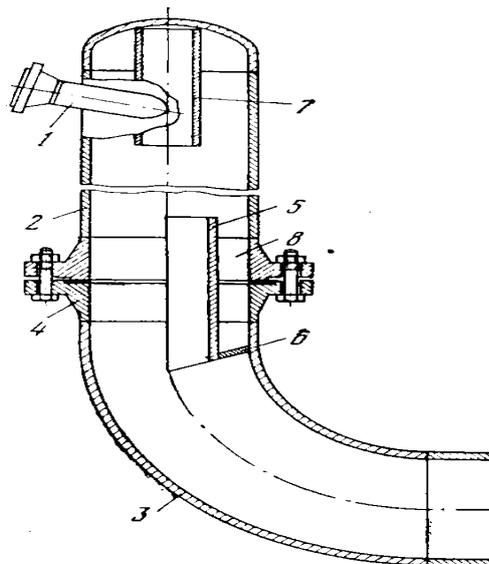


Рисунок 4.1 – Одноточный гидроциклон типа ОГ-200

Внутренняя полость патрубка ввода имеет прямоугольное сечение для того, чтобы при помощи вставных клиньев регулировать скорость нефтегазовой смеси на входе в одноточный гидроциклон. Внутри корпуса имеется направляющая трубка 7, вокруг которой закручивается газонефтяной поток. При этом нефть, имеющая значительно большую плотность, чем нефтяной газ, под действием центробежной силы отбрасывается к стенкам гидроциклона, а нефтяной газ движется в центральной его части. Концентрично разделенный поток нефти и газа, вращаясь, опускается вниз по корпусу одноточного гидроциклона, в нижней части которого установлено переточное устройство, состоящее из отбойника 5 и козырька 6 и переводящее нефтяной поток с верхней образующей отвода на нижнюю вдоль стенки, чтобы исключить перемешивание нефти с потоком нефтяного газа. Разделенные потоки нефти и газа поступают в технологическую ёмкость. Параметры одноточных гидроциклонов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры одноточных гидроциклонов типа ОГ

Параметры	Тип гидроциклона					
	ОГ-150	ОГ-200	ОГ-250	ОГ-300	ОГ-400	ОГ-500
Внутренний диаметр ОГ, мм	150	200	250	300	400	500
Максимальная пропускная способность по нефти, м ³ /сут.	550	1000	1500	2200	4000	5500
Скорость ввода нефтегазовой смеси, м/с	13-30	15-30	17-30	18-30	22-30	23-30
Площадь сечения входного патрубка, см ²	28	50	77	113	200	225

Примечание: Угол наклона входного патрубка составляет 10 – 15°.

Технологическая ёмкость предназначена для более полного отделения нефти от нефтяного газа и освобождения нефти от пузырьков нефтяного газа. Принципиальная схема одноёмкостного гидроциклонного сепаратора на рисунке 4.2. Нефтегазовая смесь по линии 1 поступает во входной патрубок 2 одноточного гидроциклона А. С помощью секции перетока 5 нефть на повороте переводится на нижнюю стенку и попадает на сливные полки 6, установленные в технологической ёмкости Б, по которым тонким слоем, достаточно медленно, чтобы не вызвать пенообразование, стекает вниз. Технологическая ёмкость оснащена регулятором уровня 7, который с помощью клапана 9, установленного на линии вывода нефти 8, поддерживает определенный уровень нефти.

Газовый поток из гидроциклона А направляется в верхнюю часть технологической ёмкости Б, где переходит отбойную секцию, состоящую из отбойных пластин 11 и 13 и распределительных решеток 14, и по линии вывода газа 15 выводится из сепаратора.

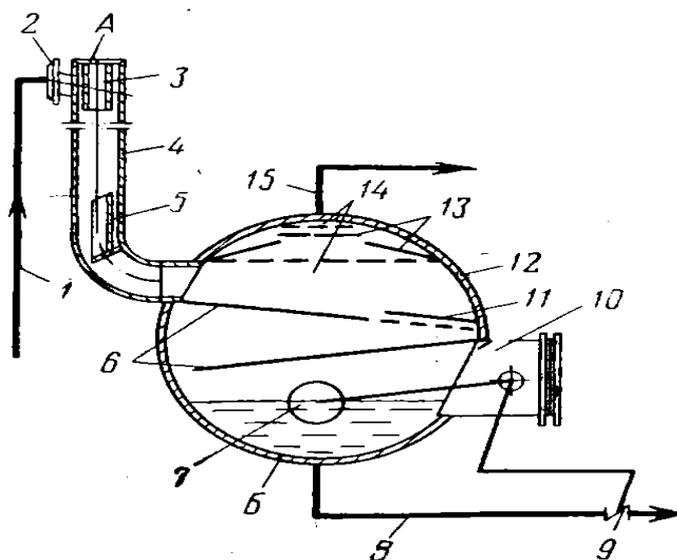


Рисунок 4.2 – Схема одноёмкостного гидроциклонного сепаратора

Один гидроциклонный сепаратор содержит несколько одноточных гидроциклонов, установленных на технологической емкости, так что подходящий газонефтяной поток распределяется между ними равномерно.

Нефтегазовый сепаратор типа НГС (рисунок 4.3) представляет собой горизонтальный аппарат 1, внутри которого, непосредственно у штуцера ввода нефтегазового потока 2, смонтированы распределительные устройства 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Газонефтяная смесь направляется на наклонные желоба, по которым плавно стекает вниз. При этом исключается пенообразование нефти, из неё выделяются пу-

зырьки нефтяного газа. Нефтяной газ, отделившийся от нефти, проходит сначала фильтр грубой очистки 6, затем фильтр тонкой очистки 8, в которых улавливаются взвешенные капельки нефти, после чего выводится через штуцер выхода газа 7. Отсепарированная нефть выводится через патрубок выхода нефти 10, над которым установлен диск 9 для предотвращения воронкообразования и попадания газа в нефтяную линию.

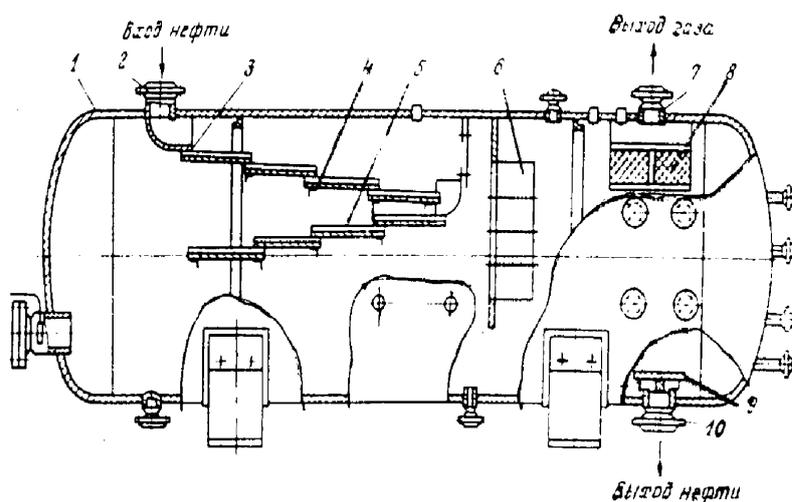


Рисунок 4.3 – Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Сепараторы тарельчатого типа СГТ конструкции Грозненского нефтяного института предназначены для сепарации нефтегазовых смесей, характеризующихся высокими значениями газовых факторов (от 100 до 500 м³/м³).

Сепаратор представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат, в котором имеются секции: приемная А, пеногасительная Б, сепарационная В и секция отбора жидкости Г (рисунок 4.4).

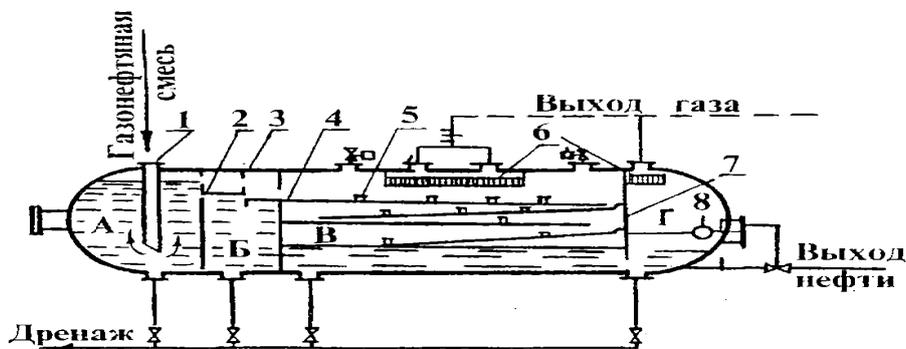


Рисунок 4.4 – Сепаратор тарельчатого типа СГТ

Нефтегазовая смесь вводится в сепаратор через патрубок ввода 1, опущенный под слой жидкости для уменьшения пенообразования, возникающего при падении струи на поверхность жидкости. Из приемной секции А газ и нефть через переливную перегородку 2 поступают сначала в пеногасительную секцию Б, в которой установлены пеногасительные решетки 3, а затем в сепарационную секцию В. Разрушение пены способствует лучшему выделению нефтяного газа из нефти.

В верхней части сепарационной секции имеются штуцера вывода газа, под которыми расположены сетчатые каплеуловители 6. В сетчатых каплеуловителях улавливаются мельчайшие капельки нефти, взвешенные в газовом потоке. Нефтяной газ выводится из сепаратора через два штуцера, расположенных в сепарационной секции и через штуцер, расположенный в секции отбора жидкости. Нефть, поступающая в сепарационную секцию, попадает на наклонные полки 4, на которых имеются отверстия с патрубками 5 для прохода нефтяного газа, выделяющегося из нефти, находящейся на нижележащих полках и внизу сепарационной секции. Наклонные полки по своей конструкции похожи на тарелки ректификационных колонн, поэтому сепаратор называется тарельчатым. Из сепарационной секции нефть перетекает под перегородкой 7 в секцию отбора жидкости, которая снабжена поплавковым регулятором уровня 8, для поддержания уровня жидкости в этой секции.

Техническая характеристика сепараторов тарельчатого типа СГТ приведена в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Техническая характеристика сепараторов тарельчатого типа СГТ

Шифр аппарата	Условный Диаметр, мм	Пропускная способность		Рабочее давление, МПа
		по нефти, м ³ /сут	по газу, м ³ /сут	
СГТ - 6 - 1200	1200	2530	200	0,6
СГТ- 16 - 1200		2600	340	1,6
СГТ- 40 - 1200		2670	400	4,0
СГТ- 64- 1200		2590	526	6,4
СГТ- 6 - 1600	1600	5250	525	0,6

СГТ- 16 - 1600		5350	1061	1,6
СГТ- 40 - 1600		5540	2220	4,0
СГТ- 64 - 1600		5450	2750	6,4
СГТ- 6 - 3000	3000	9840	984	0,6
СГТ- 16 - 3000		10000	2000	1,6
СГТ- 40 - 3000		10380	3360	4,0
СГТ -64 - 3000		10200	3290	6,4

Вопросы для самоконтроля:

1. Типы сепараторов, применяемых в промышленной практике.
2. Конструкция одноточного гидроциклона.
3. Конструкция и работа одноёмкостного гидроциклонного сепаратора.
4. Конструкция и работа нефтегазового сепаратора типа НГС.
5. Конструкция сепаратора тарельчатого типа СГТ.

Практическое занятие № 5

ВЫБОР ТИПА И КОНСТРУКЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

Теоретическая часть

Для накопления, кратковременного хранения, подготовки и хранения нефти служат резервуарные парки – группа резервуаров, сосредоточенных в одном месте. По назначению они подразделяются на сырьевые, технологические и товарные. Сырьевые резервуары предназначены для хранения обводненной нефти. В технологических резервуарах осуществляется предварительный сброс пластовой воды. Товарные резервуары предназначены для хранения обезвоженной и обессоленной нефти.

По расположению нефтяные резервуары подразделяются на надземные, подземные, полуподземные. По материалу, из которого они изготовлены, подразделяются на металлические и железобетонные. Обычно наземные резервуары – металлические, а подземные и полу подземные – железобетонные.

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары типа РВС представляют собой сварную конструкцию из стальных листов толщиной от 4 до 14 мм. Основные

элементы вертикального стального резервуара – днище, корпус и крыша. Днище резервуара сварено из листов толщиной до 5 мм, расположено на фундаменте в виде песчаной подушки и имеет уклон от центра к периферии, равный 2 % . Уклон днища необходим для стока и удаления отделившейся в резервуаре пластовой воды. Корпус резервуара изготавливают в виде поясов, которые могут соединяться между собой тремя способами: ступенчатым, телескопическим и встык.

Технологические характеристики вертикальных стальных резервуаров приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Технологические характеристики вертикальных стальных резервуаров

Тип резервуара	Фактический объём, м ³	Внутренний диаметр нижнего пояса, мм	Высота корпуса, мм	Масса, кг
PBC-100	104	4730	5920	4965
PBC-200	204	6630	5920	7353
PBC-300	332	7580	7375	11209
PBC-400	421	8530	7375	12712
PBC-700	757	10430	8845	18383
PBC-1000	1056	12330	8845	25047
PBC-2000	2135	15180	11805	42961
PBC-3000	3340	18980	11825	63081
PBC-5000	4832	22790	11845	90256
PBC-10000	10950	34200	11920	159090

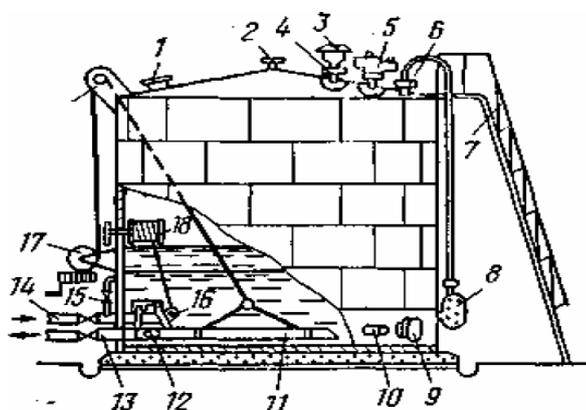


Рисунок 5.1. – Схема расположения оборудования стальных вертикаль-

ных цилиндрических резервуаров

На резервуаре (рисунок 5.1) установлено следующее оборудование: верхний световой люк 1, вентиляционный патрубок 2, гидравлический предохранительный клапан 3, огневой предохранитель 4, дыхательный клапан 5, замерный люк 6, лестница 7, указатель уровня 8, люк-лаз 9, сифонный кран 10, подъемная труба 11, шарнир 12, раздаточный патрубок 13, приёмный патрубок 14, перепускное устройство 15, хлопушка 16, лебедка 17, управление хлопушкой 18 и роликовый блок 19.

Наполнение резервуаров нефтью осуществляется через приёмный патрубок 14. С внутренней стороны резервуара на приёмном патрубке установлена хлопушка 16, предназначенная для предотвращения утечки нефти из резервуара при неисправности задвижек или порыве трубопровода. При наполнении резервуара крышка хлопушки открывается под напором поднимающего потока, а при прекращении поступления нефти она захлопывает приёмный патрубок. Иногда приёмный патрубок соединяют не только с приёмным, но и с раздаточными трубопроводами, наполнение и опорожнение резервуара ведут через один приёмный патрубок. При этом во время опорожнения хлопушка открывается с помощью управления хлопушкой 18, которая представляет собой барабан с тросом, установленным внутри резервуара, а штурвал вынесен наружу резервуара. Для обеспечения открывания задвижки используют перепускное устройство 15, позволяющее выравнять давление до и после хлопушки.

Опорожнение резервуара может осуществляться и через раздаточный патрубок 13, к внутреннему концу которого на шарнире 12 присоединена подъемная труба 11. Подъемная труба предназначена для откачки нефти из резервуара с любой необходимой высоты. Трубу поднимают лебёдкой 17 с помощью троса, перекинутого через роликовый блок 19, а опускается под собственным весом. Будучи поднятой выше уровня нефти подъемная труба предотвращает возможные утечки при выходе из строя задвижек или порыве

трубопровода. Диаметр приёмных и раздаточных патрубков в зависимости от расхода нефти колеблется в пределах 150-700 мм, так чтобы скорость движения нефти в приёмных и раздаточных трубопроводах составляла 0,5 –1,0 м/с. Сифонный кран 10 предназначен для вывода из резервуара свободной пластовой воды. Угловой патрубок сифонного крана может с помощью поворотной ручки осуществлять вывод пластовой воды с заданной высоты. Поддержание в резервуаре некоторого слоя воды, так называемой водяной подушки, необходим для предот-

вращения утечек нефти при появлении неплотности днища. Поворотом углового патрубка в нижнее положение можно полностью удалить пластовую воду из резервуара. Сифонные краны выпускаются двух типов: СК-50 для резервуаров объемом до 4000 м³ и СК-80 для резервуаров большего объема. Условный диаметр сифонных кранов соответственно равен 50 и 80 мм. Верхний световой люк 1 предназначен для проветривания и освещения внутреннего объема резервуара во время ремонта и зачистки.

Вентиляционный патрубок 2 предназначен для полного удаления паров нефти при ремонтных работах. Дыхательный клапан 5 предназначен для выпуска воздуха с парами нефти при подъеме уровня нефти в резервуаре и ввода воздуха внутрь резервуара при снижении уровня нефти. Изменение уровня нефти происходит при наполнении и опорожнении резервуара – большие дыхания резервуара, а при температурных расширениях и уменьшениях объема нефти в процессе суточных колебаний температуры воздуха – малые дыхания резервуара. Резервуары с плавающей крышей предназначены для хранения лёгких нефтей с целью снижения потерь нефти от испарения. Крыша, плавающая на поверхности нефти, исключает газовое пространство в резервуаре, отсутствуют большие и малые дыхания и связанные с ними потери лёгких углеводородов.

Железобетонные резервуары по сравнению со стальными обладают следующими преимуществами: расход стали на 1 м³ объема железобетонных резервуаров примерно в 2 раза меньше, чем стальных; вследствие малой теплопроводности бетона потери нефти от испарения при малых дыханиях резервуара значительно меньше (в 8 – 12 раз). Железобетонные резервуары бывают цилиндрические и прямоугольные. Наибольшее распространение получили цилиндрические резервуары.

Одним из основных недостатков железобетонных резервуаров – это высокая проницаемость нефти через бетон, что устраняется применением различных герметизирующих покрытий.

Вопросы для самоконтроля:

1. Типы и конструкция резервуаров?
2. Деление резервуаров по назначению?
3. Оборудование резервуаров?
4. Эксплуатация резервуаров?
5. Недостаток железобетонных резервуаров?

Практическое занятие № 6

ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА, ТРАНСПОРТА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Теоретическая часть

Технологическая модель современной системы сбора промышленной продукции, транспорта и подготовки нефти и воды состоит из девяти элементов, которые представлены на рисунке 6.1.

Элемент 1. Участок от устья добывающих скважин до групповых замерных установок (ГЗУ), здесь продукция скважин в виде трехфазной смеси (нефть, газ, вода) по отдельным трубопроводам перекачивается до узла первичного замера и учета продукции.

Элемент 2. Включает участок от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС), где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации). На данном участке возможно образование достаточно высокодисперсной водогазонефтяной эмульсии, стойкость которой будет зависеть от физико-химических характеристик конкретной нефти и воды.

Элемент 3. ДНС—газосборная сеть (ГСС). В этом элементе нефтяной газ из буллитов (емкостей), являющихся первой ступенью сепарации, отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации.

Элемент 4. ДНС — УКПН. Данный элемент включает участок от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН). В некоторых нефтяных регионах такой узел называют «центральный пункт сбора продукции (ЦПС)».

Элемент 5. ДНС — установка предварительного сброса воды (УПСВ). Часто данный элемент бывает совмещенным с одновременным отделением газа первой ступени сепарации; затем вода проходит доочистку до нужного качества.

Элемент 6. УПСВ – КНС. Отделившаяся вода необходимого качества и количества из емкостей УПСВ (отстойные аппараты) силовыми насосами подается на кустовую насосную станцию (КНС) для нагнетания в пласт.

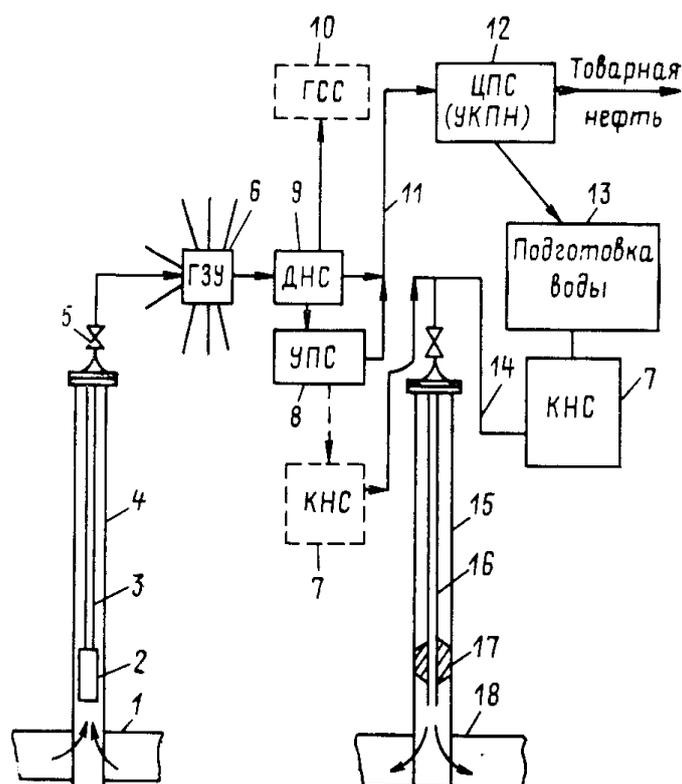


Рисунок 6.1 – Схема сбора и подготовки продукции на промысле

1-продуктивный пласт; 2-насос; 3-НКТ; 4-обсадная колонна; 5- устье добывающей скважины; 6-ГЗУ; 7-КНС; 8-УПСВ; 9-ДНС; 10-газосборная сеть; 11-нефтесборный коллектор; 12-УКПН; 13-узел подготовки воды; 14-нагнетательный трубопровод; 15- обсадная колонна нагнетательной скважины; 16-НКТ; 17-пакер; 18-пласт

Элемент 7. УКПН – установка подготовки воды. Этот элемент также является совмещенным, т.к.одна из ступеней используется для отделения и очистки водной фазы, а вторая – для разделения и разрушения эмульсии промежуточного слоя, которая накапливается в резервуарах товарного парка.

Элемент 8. Установка подготовки воды – КНС. Вся водная фаза (как сточная вода) с узла подготовки воды по отдельному трубопроводу транспортируется в этом элементе до кустовой насосной станции.

Элемент 9. КНС – нагнетательная скважина (пласт). На этом участке очищенная от мехпримесей и нефтепродуктов сточная вода силовыми насосами КНС закачивается в нагнетательную скважину и далее в пласт.

На основании обобщения передового опыта эксплуатации и научных исследований в отрасли разработаны унифицированные технологические схемы по сбору и подготовке нефти, газа и воды.

В основу этих схем положено совмещение в системе герметизированного нефтегазосбора процессов транспорта и подготовки продукции скважин для ее последующего разделения в специальном оборудовании при максимальном концентрировании основного оборудования по подготовке нефти, газа и воды на центральных нефтесборных пунктах (ЦНП). Это дает возможность автоматизировать промысловые объекты с наименьшими капитальными вложениями.

Существует несколько вариантов унифицированных технологических схем. Например:

1. I ступень сепарации размещается на площадке ДНС, осуществляется предварительное обезвоживание нефти при давлении I ступени сепарации. Качество сбрасываемой пластовой воды должно удовлетворять требованиям к ее закачке в трещиновато-пористые коллекторы как наиболее распространенные.

2. На месторождении размещается сепарационная установка без сброса воды.

Нефть совместно с выделившимся из нее газом в нормальных условиях не может транспортироваться на большие расстояния, т.к. объем выделившегося газа в несколько десятков раз превышает объем жидкости и для совместного их транспорта необходимо было бы сооружать трубопроводы большого диаметра, что очень дорого. Поэтому на нефтяных месторождениях совместный сбор и транспорт нефти и нефтяного газа осуществляют только на экономически целесообразные расстояния (табл. 6.1), а затем нефть и выделившийся из нее газ транспортируют отдельно. Для этого предварительно разделяют нефтегазовый (нефтеводогазовый) поток на два - нефтяной (водонефтяной) и газовый.

Таблица 6.1 – Допустимая протяженность однетрубного транспорта в зависимости от рельефа трасс трубопроводов и вязкости продукции, км

Объем продукции, тыс. т/год	Давление в начале трубопровода, Мпа	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вязкость продукции скважин (нефть, газ, вода), м ² /с								
			10 ⁻⁵			8 * 10 ⁻⁵			2 * 10 ⁻⁴		
			Относительная сумма подъемов трассы трубопровода, м/км								
			15	30	40	15	30	40	15	30	40
100	1,5	0,255	21,6	11,8	8,3	20,0	11,5	8,2	17,3	10,3	7,3
300		0,357	21,0	11,6	8,2	19,4	11,3	8,0	18,0	10,6	7,4

1000		0,509	19,7	11,3	8,1	17,9	10,8	7,8	16,3	10,0	7,2
100	2,0	0,255	36,7	19,6	14,6	34,0	19,0	14,3	29,1	17,0	12,5
300		0,357	35,7	19,4	14,5	33,3	18,7	14,1	30,0	17,4	12,7
1000		0,509	33,7	18,9	14,2	30,6	18,0	13,7	27,8	16,7	12,4
100	3,0	0,255	70,0	38,1	33,8	63,8	37,4	32,0	54,6	31,7	25,0
300		0,357	66,3	37,9	33,5	64,8	37,0	32,3	56,4	32,6	25,6
1000		0,509	65,5	37,2	32,2	60,0	35,6	31,5	53,5	31,5	25

Нефть, прошедшая установки подготовки, называется товарной.

Нефти различных месторождений отличаются по химическому составу и товарным свойствам. Из некоторых нефтей можно получить без дополнительной обработки высокооктановый бензин; другие, например, мангышлакская, содержат в большом количестве парафины, являющиеся ценным химическим сырьем.

Схема переработки нефти на заводе зависит от качества нефти. Например, при переработке сернистых нефтей в состав завода включаются установки по очистке продукции от серы, при переработке парафинистых нефтей – установки депарафинизации.

Но вводить отдельную перекачку нефтей в зависимости от их сортов нерационально, т.к. это усложнит нефтепромысловое хозяйство, увеличит размеры резервуарного парка, приведет к созданию сложной системы нефтепроводов.

Поэтому на практике нефти смешиваются в районах добычи и направляются на переработку в виде смеси.

По магистральному трубопроводу в пределах определенного региона перекачивается типовая нефть.

Смешиваются нефти после их исследования. Иначе может произойти обесценивание получаемой продукции. Например, если смешать сернистую и малосернистую нефти, то не удастся получить малосернистый кокс и т.д. От особенностей химического состава нефтей зависит направление их переработки: нефти, содержащие больше светлых фракций и меньше серы, перерабатываются по топливной схеме (производство моторных, реактивных и дизельных топлив), а нефтесмесь, типа усть-балыкской, содержащая больше масляных фракций – по топливно-масляной схеме.

Вопросы для самоконтроля:

1. Основные элементы системы сбора промысловой продукции, транспорта и подготовки нефти и воды?
2. Возможные варианты унифицированных технологических схем?

3. Почему нефть совместно с выделившимся из нее газом в нормальных условиях не может транспортироваться на большие расстояния?
4. Почему на практике нефти смешиваются в районах добычи и направляются на переработку в виде смеси?
5. По какой схеме перерабатываются нефти, содержащие больше светлых фракций, чем темных?

Практическое занятие № 7

ПРИМЕНЕНИЕ ПУТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Теоретическая часть

При движении в трубопроводе нефти и воды может образоваться трудноразделимая смесь этих жидкостей, называемая нефтяной эмульсией. В большинстве случаев при добыче нефти образуются эмульсии типа «вода в нефти». Отличительной особенностью их является то, что вода в виде мельчайших капелек располагается внутри нефти.

Способы разрушения нефтяных эмульсий на промыслах заключаются в воздействии на защитную оболочку капли воды, приводящем к уменьшению прочности этой оболочки и слиянию капелек воды. К основным из этих способов относятся: а) подогрев эмульсии; б) ввод в нее деэмульгаторов; в) применение электрического поля и др.

Для подогрева продукции скважин в выкидных линиях применяют в качестве устьевых подогревателей блочную газовую печь типа УН-0,2 и подогреватели нефти типа ПТТ-0,2, а для подогрева продукции скважин в нефтегазосборных коллекторах – путевые подогреватели типа ПП-0,4, ПП-0,63 и ПП-1,6, а также трубопроводные обогреватели типа ПТ.

Путевые подогреватели типа ПП-0,4, ПП-0,63 и ПП-1,6 представляют собой печи блочные с водяным теплоносителем. Они состоят из цилиндрической горизонтальной ёмкости 15 с трубным змеевиком 17 и топочного устройства, включающего газовую горелку 12 с запальником, жаровую трубу 16 и дымовую трубу 8. Межтрубное пространство ёмкости 15 заполнено теплоносителем, в качестве которого используют воду или вводный раствор диэтилгликоля. Ёмкость установлена на основании 19 сварной конструкции. На её наружной поверхности размещены патрубки подвода и отвода нефти или нефтяной эмульсии 1 и 2, ртутный термометр 3, лестница 4, патрубки для

указателя уровня 10, ограждение 11, газовый коллектор 13 с кожухом 14; подвода 5 и отвода 18 воды, расширительный бачок 6, опора дымовой трубы для её установки в транспортное положение, продувная свеча 9.

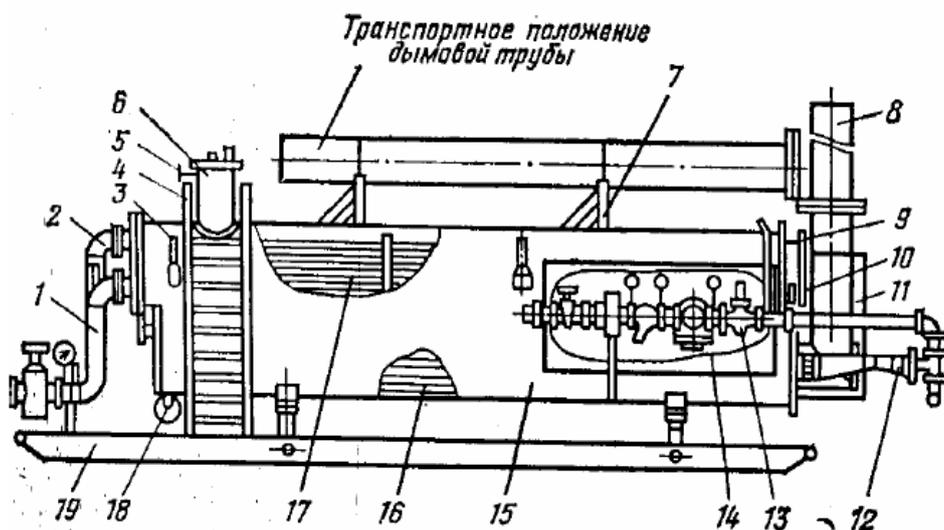


Рисунок 7.1 – Путьевой подогреватель ПП-0,63

Теплота, выделяемая при сгорании газа в жаровой трубе, расположенной внутри ёмкости 15, которая, омывая трубный змеевик, подогревает нефть или нефтяную эмульсию, прокачиваемую по трубному змеевику.

Таблица 7.1—Техническая характеристика путевых подогревателей

Параметры	Подогреватели марки		
	ПП-0,4	ПП-0,63	ПП-1,6
Пропускная способность по жидкости, т/сут.	750	1150	2350
Номинальная тепловая мощность, МВт	0,46	0,73	1,86
Объём ёмкости, м ³	11	11	85
Рабочее давление, МПа жидкости в змеевике топливного газа перед горелкой	5,0	6,4	6,4
	0,07-0,15	0,07-0,15	0,18
Расход топливного газа, м ³ /ч	45	75	180
Масса, т	12,45	12,9	44,6

Путевые подогреватели ПП-0,4 и ПП-0,63 оборудованы одним топочным устройством и одним трубным змеевиком, а путевой подогреватель ПП-1,6 оборудован двумя топочными устройствами, расположенными на двух днищах, и двумя трубными змеевиками, соединенными последовательно.

Путевые подогреватели оснащены приборами контроля и автоматического регулирования – техническими термометрами, электроконтактными термометрами, манометрами, указателем уровня, регулятором температуры и регулятором давления. Путевой подогреватель типа ПП-1,6 оснащен также системой автоматики «Сигнал», состоящей из сигнализатора пламени «Пламя 1» и блока автоматики безопасности УАБ, электроимпульсного запальника и отключающегося клапана. Подогреватель трубопроводный ПТ-160/100М представляет собой трубчатую радиантно-конвентивную печь, состоящую из совмещенной камеры, выполненной в виде цилиндрической ёмкости 6 и установленной на данном основании 12 сварной конструкции и калорифера, выполненного из труб с продольным оребрением 10, расположенных над пламераспределителем 11, и труб с витым оребрением 8.

Опорой для калорифера служит решетка 16. Радиантно-конвентивная камера снаружи окружена обтекателем 15, предназначенным для создания системы вентиляции, а также для теплоизоляции. Топливный газ поступает в обогреваемый шкаф 4, внутри которого находится топливная обвязка 5 с приборами контроля и автоматики. На газоздушном коллекторе 7, подводящим газ к пламераспределителю 11, установлен пламепреградитель 9, исключаящий проникновение пламени в топливный шкаф. Приготовленная в инжекторных горелках смесь поступает в пламераспределитель, на выходе отверстия которого она сгорает. Тепло передается через трубы калорифера продукции.

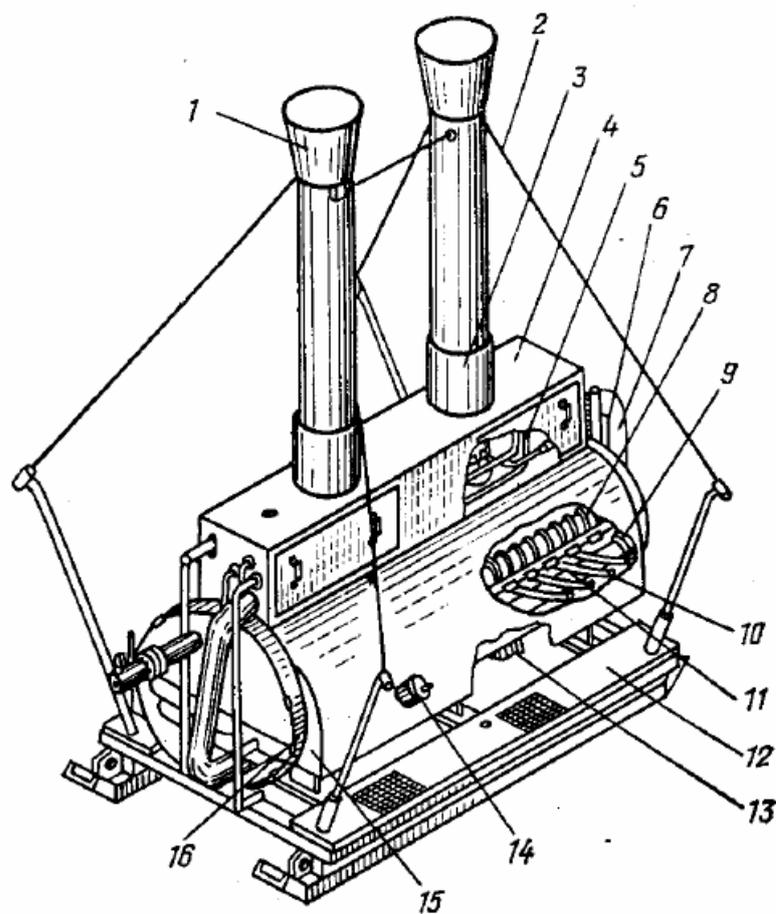


Рисунок 7.2 – Подогреватель трубопроводный ПТ-160/100 М

Дымовые газы выходят через дымовые трубы 1, закрепленные растяжками 2. В нижней части дымовых труб расположены дымовые отсекатели 3, предназначенные для более полного использования тепла уходящих дымовых газов при обогреве топливного шкафа 4. Для повышения безопасности и дополнительного подсоса воздуха, необходимого для горения, в радиантно-конвентивной камере предусмотрены взрывные окна, снабженные щелевыми кассетами 13. В обтекателе 15 имеется окно 14 для переносного запальника и наблюдения за процессом горения.

Температура нагрева не должна превышать температуру разложения деэмульгатора, вводимого в трубопровод для разрушения нефтяной эмульсии. Техническая характеристика подогревателя трубопроводного типа ПТ- 160/100М приведена в таблице 7.2.

Таблица 7.2—Техническая характеристика подогревателя трубопроводного типа ПТ-160/100М

Параметры	
Пропускная способность по жидкости, т/сут	500
Номинальная тепловая мощность, МДж/ч	6700
Условный диаметр труб калорифера, мм	100
Рабочее давление, МПа нагреваемой жидкости топливного газа	1,6 1,2
Температура нагрева, °С 70	70
Расход топливного газа, м³/ч 300	300
Масса,	11000

Вопросы для самоконтроля:

1. Назначение путевых подогревателей?
2. Конструкция путевых подогревателей и их технологические характеристики?
3. Путевые подогреватели ПП-04; ПП-0,63 и ПП-1,6?
4. Применение подогревателя трубопроводного ПТ-160/100М?
5. Какова должна быть температура нагрева для разложения нефтяной эмульсии?

Практическое занятие № 8 УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Теоретическая часть

Подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает её испаряемость. От качества подготовки нефти зависят эффективность и надежность транспорта нефти, качество полученных из неё продуктов. Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов снижает пропускную способность трубопроводов.

В зависимости от содержания в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей они разделены на три группы.

Таблица 8.1 – Группы товарных нефтей

Показатели	Норма для группы		
	I	II	III
Содержание воды, % не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей, мг	100	300	300
Содержание механических примесей, % не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенного пара при температуре нефти, кПа, не более	66,66	66,66	66,66

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

В термохимической установке обезвоживания нефти (рисунок 8.1) сырую нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается и в процессе её турбулентного перемешивания в насосе и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоёв асфальтосмолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры 120 0С (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды).

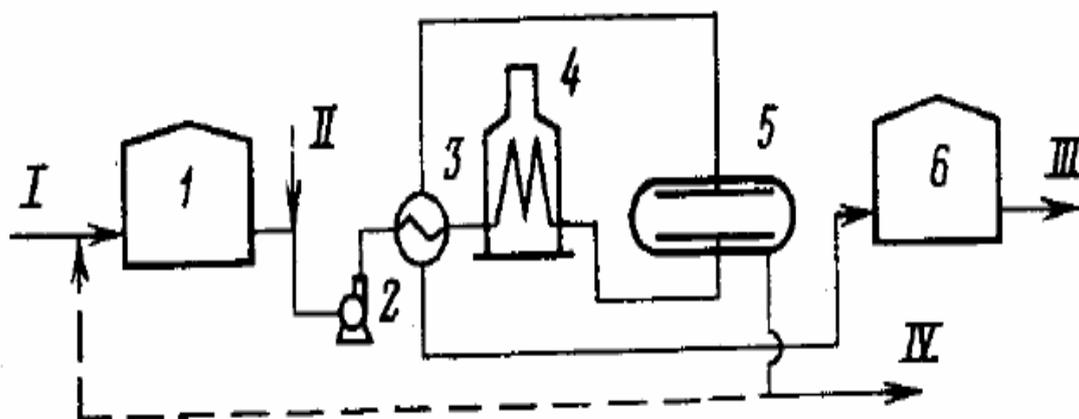


Рисунок 8.1 – Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет $4 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Неустойчивая эмульсия из трубной печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающего на деэмульсацию сырой нефти и направляется в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод. Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подаётся в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия).

В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии.

Отделившаяся в резервуаре вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод. Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рисунок 8.2). При этом вводится ступень теплехимического обезвоживания. Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5.

Перед насосом 2 в нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды. Из отстойника 5 в нефть с содержанием воды до 1 – 2 % направляется в электрогидратор 8. При этом перед электрогидратором в потоке нефти вводят пресную воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8 –15%. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электрогидраторе нефть становится обессоленной. Сверху электрогидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая пройдя промежуточную ёмкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода IV, отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электрогидратора 8, направляется на установку по подготовке воды. Товарная нефть V насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

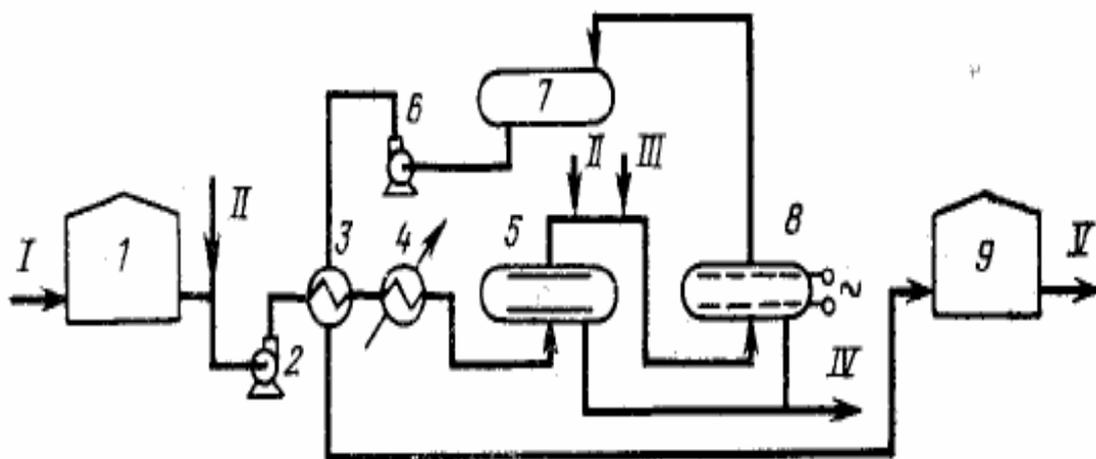


Рисунок 8.2 – Технологическая схема электрообессоливающей установки

Вопросы для самоконтроля:

1. Требования к качеству нефти?
2. Процесс подготовки нефти?
3. Технологическая схема обезвоживания нефти?
4. Применение реагентов-деэмульгаторов?
5. Технологическая схема обессоливания нефти?

11.2 Методические указания к лабораторным работам

Лабораторная работа № 1

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ

Общие положения

Классификация промысловых трубопроводов.

1. По назначению:
 - а) нефтепроводы;
 - б) газопроводы;
 - в) водопроводы
2. По напору:
 - а) напорные;
 - б) безнапорные
3. По рабочему давлению:
 - а) высокого давления (выше 6,4 МПа);
 - б) среднего давления (1,6 МПа);
 - в) низкого давления (0,6 МПа)
4. По способу прокладки:
 - а) наземные;
 - б) подземные;
 - в) подводные
5. По функции:
 - а) выкидные линии (до ГЗУ);
 - б) сборные коллекторы (от ГЗУ до ППН);
 - в) товарные нефтепроводы;
6. По гидравлической схеме работы:
 - а) простые;
 - б) сложные

В зависимости от количества нефти и газа, протекающих по трубопроводу, может образоваться несколько структур течения, характеризующих взаимное расположение газовой и жидкой фаз в процессе их движения.

Существуют следующие структуры газожидкостных потоков в горизонтальном трубопроводе:

- Пузырьки газа в верхней образующей;
- Начало образования газовых пробок;

- Разделенная структура;
- Пробково-диспергированная;
- Пробковая;
- Пленочно-диспергированная.

Все вышеперечисленные трубопроводы по напору делятся на трубопроводы с полным заполнением трубы жидкостью (напорные) и неполным заполнением (напорные и безнапорные). Выкидные линии и нефтесборные коллекторы обычно не полностью заполнены жидкостью, т.к. часть сечения заполнена газом.

Нефть и газ по выкидным линиям до ГЗУ транспортируются за счет перепада давления между устьем скважины и ГЗУ. В зависимости от дебитов скважины диаметры выкидных линий принимаются от 75-150 мм. На промыслах 70% трубопроводов транспортируют нефтегазовые смеси, то есть являются трубопроводами с неполным заполнением сечения.

Гидравлический расчет простого трубопровода

Задача

Определить диаметр трубопровода, потребный напор насоса и мощность электродвигателя для его привода при перекачке нефти с ДНС на центральный пункт сбора по исходным данным, приведенным в таблице 2.

Порядок проведения расчета:

1. Определяем площадь сечения нефтепровода по формуле:

$$F = \frac{Q}{3600 \cdot \rho \cdot t \cdot g_{cp}}, \text{ м}^2$$

где Q – производительность нефтепровода, т\сут;
 ρ – плотность нефти, т\м³;
 t – суточная производительность перекачки, ч, принимаем 24 часа;
 g_{cp} – средняя скорость движения нефти в трубе в зависимости от вязкости, м\с

Таблица 1 – Рекомендуемые скорости

Кинематическая вязкость жидкости, см ² \с	Рекомендуемые скорости	
	При нагнетании	При всасывании
0,01 – 0,3	1,5	1
0,31 – 0,75	1,3	1
0,76 – 1,5	1	0,8
1,51 – 4,4	0,8	0,6
Свыше 4,4	0,6	0,4

2. Определяем внутренний диаметр нефтепровода по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{F}{0,785}}, \text{ м}$$

3. Принимаем ближайший больший диаметр по ГОСТ с учетом толщины стенок по таблице 2 Лутошкин Г.С., 1983 год, стр. 58.

4. Для принятого диаметра уточняем среднюю скорость движения нефти по формуле:

$$g_{cp} = \frac{Q}{3600 \cdot \rho \cdot t \cdot F}, \text{ м\с}$$

где $F = 0,785 d_{ст}^2$, м²;

$d_{ст}$ – стандартный диаметр, м

5. Определяем параметр Рейнольдса и режим движения жидкости по формуле:

$$Re = \frac{\rho \cdot D}{\nu},$$

где ρ - плотность жидкости, кг\м³;

ν - кинематическая вязкость жидкости, м²\с

6. В зависимости от Re определяем коэффициент гидравлического сопротивления λ :

Если $Re < 2320$, то течение жидкости ламинарное и λ определяется по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re};$$

Если $Re > 2800$, то течение жидкости турбулентное и λ определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}};$$

В области $2320 < Re < 2800$ наблюдается переходный режим и λ определяется по формуле:

$$\lambda = (0,16 \cdot Re - 13) \cdot 10^{-4}$$

7. Определяем потери напора и давления на трение по формулам:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{g^2}{2g}, \text{ м}$$

$$\Delta P_{тр} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{g^2 \cdot \rho}{2g}, \text{ Па,}$$

где L – длина трубопровода, м;

D – внутренний диаметр трубопровода, м;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления

8. Определяем необходимый напор и давление насоса по формулам:

$$h = h_{тр} + \Delta Z,$$

где ΔZ - разность геодезических отметок начальной и конечной точки трубопровода

$$\Delta P = \Delta P_{тр} + \Delta Z \cdot \rho \cdot g, \text{ Па}$$

9. Определяем мощность насоса по формуле:

$$N = \frac{Q' \cdot h \cdot \rho \cdot g}{1000 \cdot \eta}, \text{ кВт}$$

где η - общий КПД насосной установки;

Q' - объемная подача насоса, м³\с, определяем по формуле:

$$Q' = \frac{Q}{86400}, \text{ м}^3\text{\с}$$

Таблица 2 – Исходные данные

Варианты/ параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
L, м	300 0	350 0	400 0	450 0	500 0	550 0	600 0	650 0	700 0	750 0	800 0	850 0
Z _н , м	100	110	120	130	140	150	160	170	105	115	125	135
ρ _н , кг\м ³	820	840	860	880	900	830	850	870	890	840	860	880
ν, м ² \с	0,8 10 ⁻⁴	0,85 10 ⁻⁴	0,9 10 ⁻⁴	0,95 10 ⁻⁴	1 10 ⁻⁴	1,2 10 ⁻⁴	1,4 10 ⁻⁴	1,6 10 ⁻⁴	1,8 10 ⁻⁴	0,9 10 ⁻⁴	0,95 10 ⁻⁴	1 10 ⁻⁴
η	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Z _к , м	160	160	150	170	180	185	190	205	140	150	170	180
Q, т\сут	600	800	100 0	121 0	140 0	160 0	180 0	200 0	220 0	240 0	260 0	280 0

Вопросы для самопроверки:

1. Какие параметры определяют при гидравлическом расчете простого трубопровода?
2. В зависимости от какого числа Рейнольдса течение жидкости ламинарное (турбулентное)?
3. Перечислить структуры газожидкостных потоков в трубопроводе.
4. По какой формуле определяют перепад давления в трубопроводе?

Лабораторная работа №2

РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДА

Задача

Определить массовый и объемный расходы для газопровода. Исходные данные приведены в таблице 3.

Порядок выполнения расчета:

1. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле:

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left(\frac{2k_s}{D} \right)^{0,2},$$

где k_s – эквивалентная шероховатость стенок труб, для новых труб – 0,03 мм;

D – диаметр трубопровода, мм

2. При технических расчетах коэффициент гидравлического сопротивления с учетом кранов и задвижек можно принимать $\lambda = (1,03 - 1,05)\lambda_{тр}$.
3. Определяем массовый расход по формуле:

$$G_m = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) D^5}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}$$

где P_n и P_k – соответственно давления в начале и в конце газопровода;

L – длина газопровода;

D – внутренний диаметр газопровода;

T – температура окружающей среды;

R – газовая постоянная, принимаем 8,31 Дж/(моль К);

Z – коэффициент сжимаемости газа, принимаем 0,93

4. Определяем объемный расход по формуле:

$$V = \frac{G_m}{\rho_g}, \text{ м}^3/\text{с}$$

Таблица 3 - Исходные данные

Варианты/параметры	1/7	2/8	3/9	4/10	5/11	6/12
Длина газопровода, км	100	110	150	120	100	130
Наружный диаметр газопровода, мм	720	900	720	900	900	720
Толщина стенки, мм	10	10	10	10	10	10
Давление в начале газопровода, МПа	5	6	5,5	6	5	6,1
Давление в конце газопровода, МПа	1,1	1,3	1,5	1,2	1,1	1,4
Плотность газа при с.у., кг/м ³	0,8	0,77	0,81	0,88	0,8	0,82
Коэффициент динамической вязкости, 10 ⁻⁶ Па с	12	11	12	13	12	12
Температура грунта, °С	5	10	7	11	5	6

Задача

По условиям предыдущей задачи определить давление в конце газопровода. Объемный расход газа G составляет 5 млн. м³/сут.

Порядок выполнения расчета:

1. Предполагаем, что газопровод работает в зоне смешанного трения, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления определяем по универсальной формуле:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2},$$

где параметр Рейнольдса: $Re = \frac{4 \cdot G \cdot \rho_g}{86400 \cdot 3,14 \cdot D \cdot \mu}$

2. Проверяем зону течения по формуле:

$$Re_{пер} = 11 \left(\frac{D}{2k_s} \right)^{1,5},$$

3. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_s}{D} \right)^{0,2}$$

4. При технических расчетах коэффициент гидравлического сопротивления с учетом кранов и задвижек можно принимать $\lambda = (1,03 - 1,05)\lambda_{тр}$.

4. Определяем конечное давление по формуле:

$$P_{\kappa} = \sqrt{P_n^2 - \frac{\lambda \cdot z \cdot \rho_z \cdot T \cdot L \cdot V^2}{86400^2 \cdot D^5 \cdot K}}, \text{ МПа}$$

где значение коэффициента К составляет 0,38.

Вопросы для самопроверки:

1. От каких параметров зависит конечное давление в газопроводе?
2. От каких параметров зависит массовый расход газа в трубопроводе?

Лабораторная работа № 3

РАСЧЕТ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА

Общие положения

В каждой ступени сепарации за счет снижения давления, количество нефти уменьшается и соответственно увеличивается количество газа. На работу любого нефтегазового сепаратора значительное влияние оказывают следующие факторы:

1. Физико-химические свойства нефти. В вязких с большой плотностью нефтях, пузырьки газа отделяются от жидкости и поднимаются медленно. Это значит, что пропускная способность сепаратора будет очень низкой, т.е. сепаратор будет работать с большим уносом пузырьков газа;

2. Производительность сепаратора или скорость подъема уровня нефти в сепараторе. Чем больше производительность подключенных к сепаратору скважин, тем больше скорость подъема уровня нефти в сепараторе. Это значит, что газовые пузырьки с меньшей относительной скоростью будут всплывать в нефти, и сепарация нефти от газа, как и в первом случае, будет плохой. То же происходит и с малыми капельками нефти, находящимися в газовой фазе: они не успевают осесть на уровень нефти и будут уноситься потоком этого газа за пределы сепаратора;

3. Давление в сепараторе и температура нефти. Чем выше давление в сепараторе, тем больше плотность газа, а значит, меньше скорость всплытия пузырьков газа в нефти и падения капелек нефти в потоке газа. Увеличение температуры нефти снижает ее вязкость и скорость подъема пузырьков газа увеличивается, а с увеличением температуры газовой фазы вязкость ее также увеличивается, а это значит, что скорость оседания капелек нефти в газе будет уменьшаться;

4. Способность нефти образовывать пену и ее стойкость к разрушению. Пены разрушаются в сепараторах в основном механическим способом и реже физико-химическим;

5. Конструктивные элементы внутреннего устройства сепараторов;

6. Обводненность нефти. Наличие в нефти воды и возможность получения стойких вязких эмульсий.

Работа сепаратора любого типа характеризуются двумя основными показателями:

1. Количеством капельной жидкости уносимой потоком газа из каплеуловительной секции;

2. Количеством пузырьков газа, уносимых потоком нефти из секции сбора нефти.

Чем меньше эти показатели, тем лучше работает сепаратор. Эффективность сепаратора характеризуется степенью усадки в нем нефти за счет разгазирования и соответствующее увеличение в нем газа.

Расчет нефтегазового сепаратора на пропускную способность по газу и по жидкости

Задача

Найти скорость осаждения капель нефти в газовой среде и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу и жидкости. Исходные данные приведены в таблице 4.

Порядок выполнения расчета:

1. Определяем плотность газа в условиях сепаратора по формуле:

$$\rho_z = \rho_o \frac{P}{P_o} \cdot \frac{T}{T_o} \cdot \frac{1}{Z}, \text{ кг/м}^3$$

где ρ_o – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3 ;

P и P_o – соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление, МПа;

T и T_o – соответственно температура в сепараторе и абсолютная нормальная температура;

Z – коэффициент сжимаемости.

4. Определяем скорость осаждения капельки жидкости по формуле:

$$U_{\text{ч}} = \frac{d_n^2 \cdot (\rho_n - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_n}, \text{ м/с}$$

где $U_{\text{ч}}$ – скорость осаждения частицы, кг/м^3 ;

d_n – расчетный диаметр капельки нефти, м;

ρ_n и ρ_r – соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м^3 ;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

μ_r – динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па·с.

5. Определяем скорость подъема газа по формуле:

$$g_z = \frac{U_{\text{ч}}}{1,2}, \text{ м/с}$$

6. Определяем суточную производительность сепаратора по газу по формуле:

$$V_z = \frac{86400 \cdot g_z \cdot 0,785 \cdot D^2 \cdot P \cdot T_o}{Z \cdot P_o \cdot T}, \text{ м}^3/\text{сут}$$

где D – диаметр сепаратора, м

7. Определяем скорость подъема уровня нефти в сепараторе:

$$g_n = \frac{Q_n}{86400 \cdot 0,785 \cdot D^2 \cdot \rho_n}, \text{ м/с}$$

8. Определяем диаметр пузырьков газа по формуле:

$$d_z = \sqrt{\frac{g_z \cdot 18 \cdot \mu_n}{(\rho_n - \rho_z) \cdot g}}, \text{ м}$$

где μ_n – динамическая вязкость газа, Па·с

9. Определить суточную производительность сепаратора по жидкости:

$$Q_{жс} = 36964 \cdot D^2 \cdot \frac{d_z^2 \cdot (\rho_n - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_n}, \text{ м}^3/\text{сут}$$

2.2 Механический расчет сепаратора

Задача

По исходным данным предыдущей задачи произвести механический расчет сепаратора.

Порядок выполнения расчета:

1. Определяем толщину стенки корпуса сепаратора по внутреннему (среднему или наружному) диаметру, приняв $P_{оп} = 2P$, по формулам:

$$\delta = \frac{P_{он} \cdot D_{вн}}{2R \cdot \varphi - P_{он}} + C, \text{ мм}$$

$$\delta = \frac{P_{он} \cdot D_n}{2R \cdot \varphi - P_{он}} + C, \text{ мм}$$

$$\delta = \frac{P_{он} \cdot D_{ср}}{2R \cdot \varphi - P_{он}} + C, \text{ мм}$$

где φ - коэффициент запаса прочности сварных швов, принимаем 0,95;

R - допустимое напряжение на разрыв для сталей марки Ст.3, принимаем 250 МПа;
 C - запас на коррозию, принимаем 2-3 мм.

2. Определяем толщину днища сепаратора по формулам:

$$\delta_{\delta} = \frac{P_{он} \cdot D_n \cdot Y}{2R \cdot \varphi + P_{он}} + C, \text{ мм}$$

$$\delta_{\delta} = \frac{P_{он} \cdot D_{вн} \cdot Y}{2R \cdot \varphi - P_{он}} + C, \text{ мм}$$

$$\delta_{\delta} = \frac{P_{он} \cdot D_n \cdot Y}{2R \cdot \varphi} + C, \text{ мм}$$

где Y - коэффициент перенапряжения, принимаем 1,06.

Таблица 4 - Исходные данные

Варианты/ параметры	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
P , МПа	1,6	1,8	2	2,2	2,4	2,6	2,8	1,7	1,9	2,1
T , °К	285	290	295	300	305	310	315	287	292	297
D , м	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	0,9	1
ρ_n , кг\м ³	800	820	840	860	880	810	815	825	830	835

$\rho_o, \text{кг/м}^3$	1	1,1	1,15	1,2	1,25	1,12	1,14	1,16	1,18	1,21
$\mu_g, \text{кПа с}$	0,01	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,01	0,011
$\mu_n, \text{кПа с}$	3,7	3,16	4,69	4,87	6,13	4,97	4,58	3,85	7,92	8,14
$d_n, \text{мкм}$	24	26	28	30	32	34	36	25	27	29
Z	0,95	0,96	0,96	0,98	0,99	1	0,98	0,99	0,96	0,97
$Q_n, \text{т/сут}$	180	200	200	210	220	230	240	250	175	188

Вопросы для самопроверки:

1. Какие основные факторы влияют на работу нефтегазового сепаратора?
2. По каким причинам происходит выпадение капелек нефти из газа в гравитационном сепараторе?
3. Почему капелька жидкости в газовой фазе сепаратора имеет форму шара?
4. Какие силы действуют на стенки и днище сепаратора?

Лабораторная работа № 4

РАСЧЕТ ОБОРУДОВАНИЯ УПН

Общие положения

Оборудование УПН состоит из сепараторов, отстойников, теплообменников, каплеобразователя, печей ПТБ-10, блока нагрева, электродегидраторов, сырьевых резервуаров и другого оборудования.

Теплообменники это аппараты, предназначенные для передачи теплоты от более горячей среды к более холодной. В нефтяной промышленности применяют теплообменники разных типов: кожухотрубчатые – жесткого типа, с линзовым компенсатором; с плавающей головкой, а также «труба в трубе».

Потери легких фракций нефти при хранении ее в резервуарах обусловлены нарушением фазового равновесия между газовой и жидкими фазами в резервуаре при изменении уровня нефти в нем. Когда нефть поступает в резервуар, то в соответствии с законом фазовых равновесий часть наиболее легких углеводородов переходит из жидкого состояния в газообразное, создавая определенное парциальное давление каждого компонента в газовой фазе.

Если уровень нефти в резервуаре поддерживается постоянным, то между углеводородами, находящимися в газовой и жидких фазах, наступает состояние динамического равновесия, т.е. переход углеводородов из жидкого состояния в газообразное прекращается.

При повышении уровня нефти в резервуаре углеводороды, находящиеся в газовой фазе, выбрасываются через дыхательный клапан в атмосферу. При понижении уровня нефти в резервуар поступает воздух, парциальное давление углеводородов в газовой фазе снижается, и часть легких углеводородов вновь переходит из жидкого со-

стояния в газообразное, т.е. идет процесс испарения нефти. Таким образом, при малых и больших дыханиях резервуара происходят потери нефти от испарения.

Расчет количества тепла для нагрева нефти

Задача

Расчитать полезную тепловую нагрузку печи ПТБ-10. Исходные данные в таблице 5.

Таблица 5 - Исходные данные

Варианты/ параметры	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Температура эмульсии при входе T_1 , °C	12	13	12,5	10	13	10	12	13	12,5	12
Температура эмульсии на выходе T_2 , °C	76	77	87	85	76	85	70	78	76	70
Расход сырья при температуре входа в печь G , кДж\кг	2525 98	2530 00	2530 10	2525 90	2526 00	2525 80	2530 20	2521 00	2526 10	2526 15
Относительная плотность эмульсии ρ_{15} , г\см ³	0,932	0,950	0,932	0,955	0,932	0,950	0,932	0,955	0,932	0,954

Порядок выполнения расчета:

1. Полезная тепловая нагрузка печи определяется по формуле:

$$Q_n = Q_{\text{вых}} - Q_{\text{вх}}, \text{ кДж\ч}$$

где $Q_{\text{вых}}$ - количество тепла выносимого из печи

$Q_{\text{вх}}$ - количество тепла вносимого в печь

2. Определяем предварительно количество тепла выносимого из печи и количество тепла вносимого в печь по следующим формулам:

$$Q_{\text{вых}} = G * J^{T_2}$$

$$Q_{\text{вх}} = G * J^{T_1}$$

где J^{T_2}, J^{T_1} - энтальпия сырья при температуре T_1 и T_2 ;

G - расход сырья при температуре входа в печь

3. Энтальпия сырья определяется по формулам:

$$J^{T_1} = A_1 * \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}}}$$

$$J^{T_2} = A_2 * \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}}}$$

где A_1 и A_2 – коэффициенты принятые для упрощения подсчетов, принимаем условно:

при $T_1 = \text{от } 10 \text{ }^\circ\text{C до } 13 \text{ }^\circ\text{C}$ $A_1 = 17,04$

при $T_2 = \text{от } 60 \text{ }^\circ\text{C до } 85 \text{ }^\circ\text{C}$ $A_2 = 155,33$

Задача

Определить необходимую поверхность теплообменника и расход воды при прямотоке и противотоке при охлаждении нефти. Исходные данные в таблице 6.

Таблица 6 - Исходные данные

Варианты/ параметры	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Начальная температура теплоносителя $T_n, \text{ }^\circ\text{C}$	80	85	90	95	80	85	90	95	80	85
Конечная температура теплоносителя $T_k, \text{ }^\circ\text{C}$	35	38	40	42	35	38	40	42	35	38
Массовый расход греющей жидкости $G_1, \text{ кг}\backslash\text{кг}$	1000 0	1200 0	1400 0	1600 0	1800 0	2000 0	2200 0	2400 0	700 0	9000
Начальная температура теплоносителя $t_n, \text{ }^\circ\text{C}$	18	20	22	24	26	19	21	23	25	18
Конечная температура при прямотоке $t_k', \text{ }^\circ\text{C}$	30	32	34	36	31	33	35	37	28	30
Конечная температура при противотоке $t_k'', \text{ }^\circ\text{C}$	37	40	45	42	38	44	48	50	40	45
$K, \text{ Вт}\backslash\text{м}^2 \text{ }^\circ\text{C}$	250	260	270	280	290	255	265	275	285	250

Порядок выполнения расчета:

1. Определяем тепловую нагрузку по формуле:

$$Q = \frac{G_1}{3600} \cdot C_n \cdot (T_n - T_k), \text{ Вт}$$

где C_n – теплоемкость нефти, принимаем 2200 Дж/(кг °C)

2. Определяем расход охлаждающей воды при прямотоке по формуле:

$$G_2' = \frac{Q}{C_v \cdot (t_k' - t_n)} \cdot 3600, \text{ кг}\backslash\text{ч}$$

где C_v – теплоемкость воды, принимаем 4190 Дж/(кг °C)

3. Определяем средний температурный напор при прямотоке по формуле:

$$\Delta t_{cp} = \frac{(T_n - t_n) + (T_k - t_k)}{2}, ^\circ C$$

4. Определяем необходимую поверхность нагрева при прямотоке по формуле:

$$F' = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}}, M^2$$

5. Определяем расход охлаждающей воды при противотоке по формуле:

$$G_2'' = \frac{Q}{C_6 \cdot (t_k'' - t_n)} \cdot 3600, кг \setminus ч$$

6. Определяем средний температурный напор при противотоке по формуле:

$$\Delta t_{cp} = \frac{(T_n - t_k'') + (T_k - t_n)}{2}, ^\circ C$$

7. Определяем необходимую поверхность теплообмена при противотоке:

$$F'' = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}}, M^2$$

Вопросы для самопроверки

1. Какого вида нагреватели для разрушения эмульсий используются на УПН?
2. Что называют теплообменниками?

Лабораторная работа №5

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ В РЕЗЕРВУАРЕ

Задача

Определить потери легких бензиновых фракций от одного «малого» дыхания в стальном вертикальном резервуаре. Исходные данные представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Исходные данные

Варианты/ параметры	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Объем резервуара $V_p, м^3$	5000	10000	5000	10000	5000	10000	5000	10000	5000	10000
Степень заполнения a	0,65	0,50	0,70	0,65	0,55	0,70	0,50	0,65	0,70	0,55
Точка начала испарения $t_{нк}, ^\circ C$	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Минимальная температура в газовом пространстве внутри резервуара $t_{г.min}, ^\circ C$	12	11	13	12	11	13	11	12	13	11
Максимальная температура в газовом пространстве	40	38	41	40	37	41	38	40	41	37

внутри резервуара $t_{г. max}$, °С										
Минимальная температура верхних слоев бензина $t_{б. min}$, °С	14	13	15	14	13	15	13	14	15	14
Максимальная температура верхних слоев бензина $t_{б. max}$, °С	22	20	23	22	20	23	20	22	23	22

Порядок выполнения расчета

1. Расчет ведем по следующей формуле:

$$C_{м.д.} = V \cdot P_a \cdot \left(\frac{1-C_1}{T_1} - \frac{1-C_2}{T_2} \right) \cdot \frac{C}{1-C} \cdot \frac{M}{R}, \text{ м}^3, \quad (1)$$

где V – объем газового пространства, м^3

C_1 и C_2 – концентрация паров в смеси при температуре T_1 и T_2

P_a – атмосферное давление, 10^5 Па

C – средняя объемная концентрация паров бензина

M – молекулярный вес бензиновых паров

R – универсальная газовая постоянная, принимаем 8314

2. Находим упругость паров соответственно температуре верхних слоев бензина, условно принимаем: при $t_{б. min}$: $P_{y min} = 0,27 \cdot 10^5$ и $t_{б. max}$: $P_{y max} = 0,4 \cdot 10^5$

3. Находим концентрацию паров при температуре бензина min и max по формулам:

$$C_1 = \frac{P_{y min}}{P_a}; \quad C_2 = \frac{P_{y max}}{P_a}$$

4. Находим среднюю объемную концентрацию паров бензина по формуле:

$$C = \frac{C_1 + C_2}{2}$$

5. Находим молекулярный вес бензиновых паров по формуле:

$$M = 60 \cdot 0,3 \cdot t_{нк} + 0,001 \cdot t_{нк}^2, \text{ кг/моль}$$

6. Находим объем газового пространства по формуле:

$$V = V_p \cdot (1-a), \text{ м}^3$$

7. Находим абсолютную температуру газового пространства по формулам:

$$T_1 = T + t_{г min}$$

$$T_2 = T + t_{г max},$$

где T – абсолютная температура - 273 К

8. Находим потери бензина за одно «малое» дыхание по формуле 1.

Задача

Определить потери от одного «большого» дыхания по условиям предыдущей задачи.

Расчет ведем по формуле: $C_{\text{в.д.}} = V \cdot C \cdot \frac{P_a}{T_{\text{сп}}} \cdot \frac{M}{R}, \text{ м}^3$

Вопросы для самопроверки

1. По каким причинам испаряются легкие фракции в резервуаре?
2. Что называется «большим» и «малым» дыханием?
3. Что происходит при повышении уровня нефти в резервуаре и при ее понижении?

11.3 Методические указания к курсовому проекту

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Цели и задачи курсового проекта

Курсовой проект является самостоятельной работой студента, выполняемой в процессе обучения для решения следующих задач:

1. приобретение и закрепление навыков работы с промысловым материалом, с научно-технической литературой, руководящими документами;
2. закрепление и более глубокое усвоение теоретических навыков в применении методов для решения поставленных задач;
3. развитие самостоятельности при выборе методов достижения цели и творческой инициативы при решении конкретных задач;
4. повышение профессиональной подготовленности будущего выпускника к самостоятельной работе в условиях современного производства;
5. умение показать готовность к решению производственных задач исследовательского и практического характера
6. приобретение навыка защиты выполненной работы, всестороннего обоснования принятых решений;
7. подготовка к выполнению ВКР.

1.2 Организация руководства курсовым проектом

Студентам всех форм обучения перед прохождением производственной практики предлагается на выбор перечень тем для курсового проекта. Затем, необходимо получить задание и проконсультироваться у руководителя относительно содержания, порядка сбора материала, необходимой литературы и т.д.

За время практики студент должен собрать полноценный фактический материал по теме курсового проекта.

Рекомендуется следующий общий порядок выполнения курсового проекта:

1. Подбор необходимого фактического материала и изучение рекомендуемой литературы по теме с конспектированием отдельных положений, составлением списка использованных первоисточников.
2. Выполнение курсового проекта в последовательности, указанной в задании руководителем проекта.
3. Оформление расчетно-пояснительной записки и графической части.

Над курсовым проектом студент должен работать систематически, самостоятельно, анализируя лекционный материал, техническую литературу и промысловые данные. При подготовке проекта студент обязан неоднократно консультироваться по возникающим вопросам, представить проект в черновом (компьютерном) варианте. После внесения соответствующих исправлений, проект, по решению руководителя, вы-

полняется в чистовом варианте и представляется на окончательную проверку. Если проект удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям, она допускается к защите.

1.3 Тематика курсовых проектов

Тематика проектов по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции» должна охватывать широкий круг проблем, начиная с проблем разрушения нефтяных эмульсий и заканчивая описанием и возможным усовершенствованием работы наиболее распространенных видов промыслового оборудования, используемого при сборе и подготовке скважинной продукции. Темы должны быть актуальными и соответствовать современному уровню подготовки скважинной продукции и перспективам развития систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды.

Тематика обязана соответствовать профилю специальности, программе учебного процесса и предусматривать решение технических, технологических, экологических проблем и вопросов, касающихся промышленной безопасности при выполнении конкретных видов работ применительно к системам сбора продукции на месторождении, деятельности установок подготовки нефти, газа и воды, дожимных и кустовых насосных станций, товарного парка резервуаров и др.

Тема курсового проекта выбирается студентом самостоятельно с учетом его учебных возможностей (проектирование может быть продолжением ранее начатых исследований) и имеющейся информации с предприятия.

Примерные темы курсовых проектов:

1. Замер скважинной продукции в АГЗУ «Спутника А» на Западно-Сургутском месторождении.
2. Замер скважинной продукции в АГЗУ «Спутника Б» в условиях Быстринского месторождения
3. Замер скважинной продукции в АГЗУ «ОЗНА» в условиях Федоровского месторождения
4. Подготовка нефти в электродегидраторах на Восточно-Сургутском месторождении
5. Схема работы сепаратора типа НГС на Конитлорском месторождении;
6. Схема работы отстойника типа ОГ в условиях Восточно-Елового месторождения
7. Подготовка нефти на УПН на Рогожниковском месторождении
8. Технология нагрева нефти в ПТБ-10 на Рускинском месторождении
9. Предварительный сброс воды на ДНС в условиях Западно-Сургутского месторождения
10. Схема работы РВС в системе нефтесбора Лянторского месторождения
11. Борьба с коррозией промысловых трубопроводов в условиях Федоровского месторождения

2 СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Последовательность текстовой части курсового проекта следующая:

- Титульный лист;
- Задание к курсовому проекту
- ВВЕДЕНИЕ
- 1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
- 2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
- 3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- ЗАКЛЮЧЕНИЕ
- СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Введение и заключение не выделяются номером раздела, но названия выносятся самостоятельным заголовком на листе, как и названия частей.

Примерное содержание текста, следующее:

2.1 ВВЕДЕНИЕ

Рекомендуется использовать сведения о планах развития данного нефтедобывающего региона.

Излагается значение проблемы, решаемой по вопросам сбора и подготовки скважинной продукции, современное состояние проблемы, методы ее решения, значение ее для данного конкретного месторождения (объекта разработки, пласта).

Указывается, в каком виде, на каком материале базируется основное содержание работы.

Во введении обосновывается актуальность темы исследования. Значимым признаком актуальности темы является ее отношение к проблемам, над которыми в настоящее время активно работают ученые. Далее дается характеристика современного состояния исследуемого вопроса, формулируется цель исследований и задачи, решение которых необходимо для достижения поставленной цели. Определяются предмет, объект и период исследования, теоретическая и методологическая основа работы (труды отечественных и зарубежных) ученых по исследуемой проблеме, методы исследования, информационная база курсового проекта (совокупность использованных законодательных и нормативных актов, геологические данные о месторождении, иные технические нормативы и регламенты и т.п.). Далее определяется объем и структура курсового проекта. Общий объем введения должен составлять 1-2 страницы.

2.2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Географическая характеристика района работ

Дается физико-географический очерк о районе и месторождении с элементами экономической географии.

Характеристика продуктивных пластов (объектов)

Описываются продуктивные пласты, встречающиеся в разрезе месторождения, с указанием физических свойств пластов: пористости, проницаемости, гидропроводности и т.д. Особое внимание уделяется объектам (пластам, горизонтам), по которым выполняется работа. Обязательно приводятся физико-химические свойства пластовых флюидов.

Описание сопровождается таблично-графическим материалом (таблицами основных параметров пластов и т.д.).

Объем геологической части 6÷8 листов.

2.3 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Данные части включают в себя вопросы, раскрывающие тему курсового проекта и проблему, подлежащую детальной проработке.

Описывается система сбора и подготовки продукции на месторождении, схема работы оборудования, применяемого для подготовки скважинной продукции, предлагаются соответствующие технологии, предусматривающие решение проблемы курсового проекта.

2.4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В этой части приводятся расчеты, связанные с определением технологических параметров и с подбором оборудования. Рекомендуемая методика решения задач приведена ниже.

Задача №1 Гидравлический расчет сборных промысловых нефтепроводов

Задача №2 Гидравлический расчет сборных промысловых газопроводов

Задача №3 Расчет нефтегазового сепаратора на пропускную способность по газу и по жидкости

Задача №4 Технологический расчет отстойной аппаратуры

Задача №5 Расчет полезной тепловой нагрузки печи ПТБ-10.

Решение каждой задачи начинается с изложения условия. Обязательно наличие схемы для расчета. Каждая задача имеет 10 вариантов. Выполнению подлежит вариант, номер которого соответствует номеру студента по списку в журнале.

Задача №1. Гидравлический расчет сборных промысловых нефтепроводов

В начале сборного коллектора (рис. 1.) длиной L_1 с кустовой площадкой (АГЗУ-1) подается нефть в количестве q_1 , динамической вязкостью μ и плотностью ρ . К коллектору в разных точках подсоединены три трубопровода с кустовых площадок (АГЗУ-2, -3, -4) с подачей нефти q_2 , q_3 , q_4 .

Диаметр коллектора в местах подсоединения коллектора изменяется, для сохранения режима течения жидкости. Протяженности отдельных участков сборного коллектора составляет L_2 , L_3 , L_4 .

Определить давление в точках подключения кустовых площадок P_2 , P_3 , P_4 , внутренние диаметры труб $D_{вн1}$; $D_{вн2}$; $D_{вн3}$; $D_{вн4}$, по ним подобрать трубы с наружным диаметром по ГОСТ. Определить общие потери давления в коллекторе при условии, что $P_1 = 1,5$ МПа и $P_{днс} = 0,55$ МПа. Размеры труб по ГОСТ даны в Приложении Д.

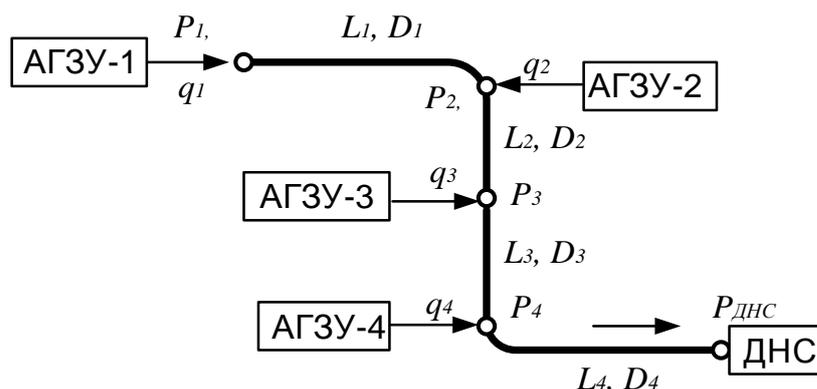


Рисунок 1- Схема сборного коллектора

Таблица 1- Варианты для решения задачи №1

Вариант	L_1 , км	q_1 , т/сут	μ , мПа·с	ρ , т/м ³	q_2 , т/ч	q_3 , т/ч	q_4 , т/ч	L_2 , км	L_3 , км	L_4 , км
1	0,5	200	1,7	0,80	20	30	30	3,0	1,5	2,0

2	0,9	300	2,0	0,82	30	40	50	2,5	1,5	2,2
3	1,5	400	2,0	0,84	40	50	60	3,0	1,5	2,5
4	1,7	500	2,4	0,86	50	60	80	2,5	1,5	2,1
5	2,0	600	2,2	0,86	60	70	80	3,0	1,5	2,5
6	3,0	800	2,1	0,80	30	40	100	2,0	1,5	2,8
7	3,5	900	2,3	0,81	100	30	40	1,5	2,0	1,5
8	4,0	1000	2,5	0,82	40	30	100	2,0	1,5	3,0
9	4,5	1250	2,1	0,83	100	40	30	1,5	2,0	2,5
10	5,0	1500	2,5	0,84	40	100	30	2,0	1,5	2,7

Порядок проведения расчета:

1. Определяем площадь сечения нефтепровода по формуле:

$$F = \frac{q_1}{3600 \cdot \rho \cdot t \cdot v_{cp}}, \text{ м}^2$$

где q_1 – производительность нефтепровода, т/сут;
 ρ – плотность нефти, т/м³;
 t – суточная продолжительность перекачки, ч, принимаем 24 часа;
 v_{cp} – средняя скорость движения нефти в трубе, выбирается в зависимости от кинематической вязкости, м²/с (табл.2).

10. Определяем внутренний диаметр нефтепровода по формуле:

$$D_{вн1} = \sqrt{\frac{F}{0.785}}, \text{ м}$$

11. Принимаем ближайший больший диаметр $D_{ст}$ по таблице Приложение Д с учетом толщины стенок δ . $\delta=6\div 8$ мм.

12. Для принятого диаметра уточняем среднюю скорость движения нефти по формуле:

$$v_{cp} = \frac{q_1}{3600 \cdot \rho \cdot t \cdot 0.785 \cdot (D_{ст} - 2 \cdot \delta)^2}, \text{ м/с}$$

где t – время работы в сутки, 24 час;

13. Определяем параметр Рейнольдса и режим движения жидкости по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot D_{вн} \cdot \rho}{\mu}$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³;

μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с

$D_{вн}=(D_{ст}-2\cdot\delta)$ -внутренний диаметр,

14. В зависимости от Re определяем коэффициент гидравлического сопротивления λ :

Если $Re < 2320$, то течение жидкости ламинарное и λ определяется по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Если $Re > 2800$, то течение жидкости турбулентное и λ определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}}$$

В области $2320 < Re < 2800$ наблюдается переходный режим и λ определяется по формуле:

$$\lambda = (0.16 \cdot Re - 13) \cdot 10^{-4}$$

15. Определяем потери давления на трение по формуле:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \frac{L}{D_{\text{вн}}} \cdot \frac{v^2 \cdot \rho}{2}$$

где L – длина трубопровода, м;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления

16. Определяем давление P_2 в конце первого участка трубопровода по формуле:

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{\text{тр}} - \Delta Z \cdot \rho \cdot g$$

где ΔZ – разность геодезических отметок начальной и конечной точки участка трубопровода, принимаем равной 10м.

17. Повторяем расчет для следующего участка, учитывая увеличившийся расход жидкости: $Q_2 = q_1 + q_2 \cdot 24$

Таблица 2 – Рекомендуемые скорости

Кинематическая вязкость жидкости, ν см ² /с	Рекомендуемые скорости $v_{\text{ср}}$ м/с	
	При нагнетании	При всасывании
0,01 – 0,3	1,5	1,0
0,31 – 0,75	1,3	1,0
0,76 – 1,5	1,0	0,8
1,51 – 4,4	0,8	0,6
Свыше 4,4	0,6	0,4

Задача №2. Гидравлический расчет сборных промышленных газопроводов

Определить массовый и объемный расходы для межпромыслового газопровода. Исходные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Варианты для решения задачи №2

Варианты/параметры	1/7	2/8	3/9	4/10	5/11	6/12
Длина газопровода, км	50	60	70	80	75	65
Наружный диаметр газопровода, мм	720	426	720	325	900	720
Толщина стенки, мм	10	10	10	10	10	10
Давление в начале газопровода, МПа	5	6	5,5	6	5	6,1
Давление в конце газопровода, МПа	1,1	1,3	1,5	1,2	1,1	1,4

Плотность газа при с.у., кг/м ³	0,8	0,77	0,81	0,88	0,8	0,82
Коэффициент динамической вязкости газа, 10 ⁻⁶ Па·с	12	11	12	13	12	12
Температура грунта, °С	5	10	7	11	5	6

Порядок выполнения расчета:

10. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле:

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left(\frac{2k_s}{D} \right)^{0,2},$$

где k_s – эквивалентная шероховатость стенок труб, для новых труб – 0,03 мм;

D – диаметр трубопровода, мм

11. При технических расчетах коэффициент гидравлического сопротивления с учетом кранов и задвижек можно принимать $\lambda = (1,03 \div 1,05)\lambda_{тр}$.

12. Определяем массовый расход по формуле:

$$G_m = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) D^5}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}$$

где P_n и P_k – соответственно давления в начале и в конце газопровода;

L – длина газопровода;

D – внутренний диаметр газопровода;

T – температура окружающей среды;

R – газовая постоянная, принимаем 8,31 Дж/(моль К);

z – коэффициент сжимаемости газа, принимаем 0,93

4. Определяем объемный расход по формуле:

$$V = \frac{G_m}{\rho_g}, \text{ м}^3/\text{с}$$

Задача №3 Расчет нефтегазового сепаратора на пропускную способность по газу и по жидкости

Рассчитать пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора диаметром D_c . Сепарация производится при давлении P_c и температуре T_c . Плотность нефти и газа в нормальных условиях соответственно равны ρ_n и ρ_g .

Исходные данные приведены в таблице 4. В расчетах принять диаметр пузырька газа в жидкости $d_z = 1 \cdot 10^{-3}$ м и диаметр частицы жидкости в газе $d_{жс} = 1 \cdot 10^{-4}$ м.

Порядок выполнения расчета:

2. Определяем плотность газа в условиях сепаратора по формуле:

$$\rho_g = \rho_{г0} \frac{P_c \cdot T_0}{P_0 \cdot T_c \cdot z}, \text{ кг/м}^3$$

где $\rho_{г0}$ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

P_c и P_0 – соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление, МПа;

T_c и T_0 – соответственно температура в сепараторе и нормальная температура;

z – коэффициент сжимаемости.

3. Определяем максимальную производительность сепаратора по газу по формуле:

$$V_{гmax} = 841 \frac{D_c^2 \cdot P_c \cdot d_{ж}^2 \cdot (\rho_n - \rho_r)}{T_c \cdot \mu_r \cdot z}, \frac{м^3}{сут}$$

где D_c – диаметр сепаратора, м

4. Определить суточную производительность сепаратора по жидкости:

$$Q_{жmax} = 36964 \cdot D_c^2 \frac{d_r^2}{\mu_n} (\rho_n - \rho_r), \frac{м^3}{сут}$$

Таблица 4 - Варианты для решения задачи №3

Параметры	Варианты									
	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
P_c , МПа	0,6	0,7	0,5	0,4	0,4	0,6	0,8	0,7	0,6	0,5
T_c , °К	285	290	295	300	305	310	315	287	292	297
D_c , м	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	0,9	1,0
ρ_n , кг/м ³	800	820	840	860	880	810	815	825	830	835
$\rho_{г0}$, кг/м ³	1,0	1,1	1,15	1,2	1,25	1,12	1,14	1,16	1,18	1,21
μ_r , мПа·с	0,01	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,01	0,011
μ_n , мПа·с	3,7	3,16	4,69	4,87	6,13	4,97	4,58	3,85	7,92	8,14
z	0,95	0,96	0,96	0,98	0,99	1,0	0,98	0,99	0,96	0,97

Задача №4 Технологический расчет отстойной аппаратуры

Определить необходимый диаметр горизонтального отстойника (Приложение Ж), для предварительного сброса воды с относительной высотой водяной подушки $\varepsilon=h/R=0,46$, если максимальная нагрузка на отстойник по жидкости не превысит $Q_{ж}$, т/сут, а обводненность эмульсии равна W . Вязкости нефти μ_n мПа·с. Плотности нефти и воды обозначены ρ_n и ρ_v в кг/м³.

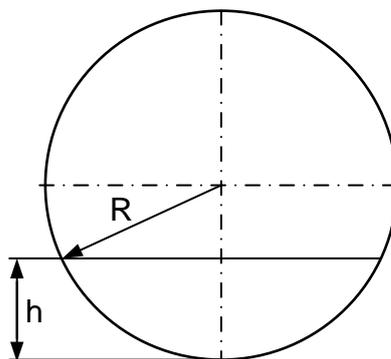


Рисунок 2 –Схема поперечного сечения буллита-отстойника с водяной подушкой h

Указания к решению:

Диаметр отстойника должен обеспечивать ламинарный режим движения эмульсии в зоне отстоя. Для его расчета необходимо определить параметры водонефтяной эмульсии: плотность жидкости и вязкость.

1. Плотность эмульсии рассчитывают по правилу аддитивности:

$$\rho_{ж} = \rho_{н} \cdot (1 - В) + \rho_{в} \cdot В, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

2. Вязкость эмульсии оценивают по формуле:

$$\mu_{ж} = \frac{\mu_{н}}{(1 - В)^{2,5}}, \text{мПа} \cdot \text{с}.$$

3. Диаметр буллита-отстойника с водяной подушкой $\varepsilon=0,46$ можно рассчитать по формуле:

$$D \geq 0,6 \cdot 10^{-3} \frac{Q_{ж} \cdot \rho_{ж}}{\mu_{ж}}, \text{м}$$

Таблица 5 - Варианты для решения задачи №4

Вариант	$Q_{ж}$, т/сут	$В$, %	$\mu_{н}$, мПа·с	$\rho_{н}$, кг/м ³	$\rho_{в}$, кг/м ³
1	6 000	30	7	820	1100
2	6 500	40	5	805	1010
3	7 000	45	6	810	1020
4	7 500	30	7	815	1030
5	8 000	35	5	820	1040
6	7 500	40	6	810	1010
7	8 000	45	4	820	1020
8	7 500	30	4	830	1030
9	7 000	35	7	840	1040
10	7 500	40	6	850	1050

Задача №5 Расчёт полезной тепловой нагрузки печи ПТБ-10

Рассчитать полезную тепловую нагрузку печи ПТБ-10, применяемой для нагрева водонефтяной эмульсии с целью ее разрушения. Исходные данные в таблице 6.

Порядок выполнения расчета:

4. Полезная тепловая нагрузка печи определяется по формуле:

$$Q_n = Q_{вых} - Q_{вх}, \text{кДж/ч}$$

где $Q_{вых}$ - количество тепла выносимого из печи

$Q_{вх}$ - количество тепла вносимого в печь

5. Определяем предварительно количество тепла, выносимого из печи и количество тепла, вносимого в печь по следующим формулам:

$$Q_{вых} = G \cdot J^{T2}$$

$$Q_{вх} = G \cdot J^{T1}$$

где J^{T2} , J^{T1} - энтальпия сырья при температуре T_1 и T_2 ;

G - расход сырья при температуре входа в печь.

б. Энтальпия сырья определяется по формулам:

$$J^{T1} = \frac{A_1}{\sqrt{\rho_{15}}}$$

$$J^{T2} = \frac{A_2}{\sqrt{\rho_{15}}}$$

где A_1 и A_2 – коэффициенты, для упрощения подсчетов, принимаем условно:

$A_1 = 17,04$ при $T_1 =$ от 10°C до 13°C ;

$A_2 = 155,33$ при $T_2 =$ от 60°C до 85°C .

Таблица 6 - Варианты для решения задачи №5

Варианты/ параметры	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Температура эмульсии при входе T_1 , °C	12	13	12,5	10	13	10	12	13	12,5	12
Температура эмульсии на выходе T_2 , °C	76	77	87	85	76	85	70	78	76	70
Расход сырья G при T_1 , кДж\кг	2525 98	2530 00	2530 10	2525 90	2526 00	2525 80	2530 20	2521 00	2526 10	2526 15
Относительная плотность эмульсии ρ_{15} , г\см ³	0,932	0,950	0,932	0,955	0,932	0,950	0,932	0,955	0,932	0,954

Общий объем технологической части 15 - 20 листов.

2.5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В конце курсового проекта необходимо привести заключение - выводы и рекомендации. Заключение должно быть оформлено в виде отдельных самостоятельных выводов по наиболее важным проблемам и должно охватывать всю информацию по всем частям. В общей сложности должно быть не менее 2-3 выводов по курсовой работе, из них должны вытекать 2-3 рекомендации автора по совершенствованию той или иной технологии, позволяющей оценить работу как перспективную и заслуживающую дальнейшего рассмотрения в заинтересованных организациях.

Объем заключения 1-2 листа.

3 ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Защита состоит из краткого доклада (около 5-6 минут), в котором автор курсового проекта должен четко и кратко изложить цель и задачи, на каком материале основаны защищаемые положения, что сделано при этом лично автором по теме проекта, ка-

кие выполнены расчеты и получены результаты, как они увязываются с фактическими показателями по месторождению.

Кроме того, студент обязан знать характеристику месторождения, иметь четкое представление о применяемых расчетных методиках. Автор курсового проекта должен увязывать расчетные параметры с технологией и техникой сбора и подготовки скважинной продукции, уметь делать выводы и обосновывать рекомендации по совершенствованию технологического процесса, анализируемого в курсовом проекте.

Оценка курсового проекта является комплексной и учитывает актуальность темы, научную и практическую ценность, качество оформления и демонстрационной графики, форму и содержание доклада, ответы на поставленные вопросы.

Оценка результатов выполнения курсового проекта осуществляется в 100-балльной системе.

Таблица 7 – Оценка курсового проекта в 100-балльной системе

удовлетворительно	хорошо	отлично
61-75 баллов	76-90 баллов	91-100 баллов

4 ОФОРМЛЕНИЕ ТЕКСТА

4.1 Состав текста

Текст состоит из листов, сброшюрованных в следующей последовательности:

- титульный лист обложка (приложение А);
- задание на курсовой проект(приложение Б);
- содержание проекта;
- введение;
- части (с пунктами и подпунктами) с расчетами и обоснованиями сути работы (в соответствии с темой и заданием);
- заключение;
- список использованной литературы;
- приложения (при их наличии)

Рекомендуемые объемы для курсового проекта 30-40 листов.

4.2 Общие требования к тексту

Согласно ГОСТ 2.105-95 следует выполнять следующие требования:

- текст печатается 14 кеглем «Times New Roman»;
- поля: левое -25мм; правое – 15мм; верхнее и нижнее 20мм. На всех страницах с большой рамкой нижнее поле – 55мм.
- выравнивание текста должно быть по ширине;
- расстояние от рамки до границ текста в начале и в конце строк - не менее 5 мм;
- расстояние от верхней или нижней строки текста до верхней или нижней рамки должно быть не менее 10 мм;
- абзацы в тексте начинают отступом, равным 1,25;
- расстояние от заголовка до текста – двойной интервал;

- заголовки печатаются 14 кеглем и заглавными буквами, шрифт – «Times New Roman»;
- перенос слов в заголовках не допускается. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой;
- каждую часть рекомендуется начинать с нового листа;
- основная надпись по ГОСТ 2.104-2006 форма 2 изображается на первом листе части (например, ВВЕДЕНИЕ);
- все листы текста выполняются на листах с рамкой (приложения В; Г);
- нумерация начинается с листа задания;
- опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения текстовой части курсового проекта, допускается исправлять штрихом с нанесением на том же месте исправленного текста черными чернилами рукописным способом;
- повреждение листов, наклеивание сверху других листов, помарки и следы не полностью удаленного прежнего текста не допускается.

Текст должен быть кратким, четким и не допускать различных толкований. Наименования, приводимые в тексте документа и на иллюстрациях, должны быть одинаковыми. Должны применяться научно-технические термины, обозначения и определения, установленные соответствующими стандартами, а при их отсутствии – общепринятые в научно-технической литературе.

Если в документе принята специфическая терминология, то в конце его (перед списком использованной литературы) должен быть перечень принятых терминов с соответствующими разъяснениями. Перечень включают в содержание.

В тексте документа не допускается:

- применять обороты разговорной речи;
- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины, близкие по смыслу (синонимы), а также иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;
- применять произвольные словообразования;
- применять сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии, соответствующими государственными стандартами, а также в данном документе;
- сокращать обозначения единиц физических величин, если они употребляются без цифр, за исключением единиц физических величин в таблицах и в расшифровках буквенных обозначений, входящих в формулы и рисунки.

4.3 Построение формул

Согласно ГОСТ 2.105-95 в формулах в качестве символов следует применять обозначения, установленные соответствующими государственными стандартами. Формулы печатаются в «Редакторе формул». Недопустимо оформление формул в виде рисунка.

Формулы, следующие одна за другой и не разделенные текстом, разделяют запятой. Переносить формулы на следующую строку допускается только на знаках выполняемых операций, причем знак в начале следующей строки повторяют. При переносе формулы на знаке умножения применяют знак « \cdot ».

Формулы должны нумероваться арабскими цифрами, которые записывают на уровне формулы справа в круглых скобках. Каждая часть курсового проекта имеет свою нумерацию формул: обозначают - (1.1) или (2.1) или (3.1)

Ссылки в тексте на литературные источники оформляются в квадратных скоб-

ках, например, в работе [7]....

Пояснения символов и числовых коэффициентов, входящих в формулу, если они не пояснены ранее в тексте, должны быть приведены непосредственно под формулой. Пояснения каждого символа следует давать с новой строки в той последовательности, в которой символы приведены в формуле.

Первая строка пояснения должна начинаться со слова «где» без двоеточия после него.

Пример: расчет плотности газа в условиях сепаратора вычисляются по формуле:

$$\rho_{г} = \rho_{г0} \frac{P_{с} \cdot T_{0}}{P_{0} \cdot T_{с} \cdot z}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.1)$$

где $\rho_{г0}$ – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3 ;
 $P_{с}$ и P_{0} – соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление, МПа;
 $T_{с}$ и T_{0} – соответственно температура в сепараторе и абсолютная температура, $^{\circ}\text{C}$;
 z – коэффициент сжимаемости газа.

4.4 Оформление иллюстраций (рисунков)

Количество иллюстраций (рисунков) должно быть достаточным для пояснения излагаемого текста. Иллюстрации могут быть расположены как по тексту документа (возможно ближе к соответствующим частям текста), так и в конце его. В качестве рисунка могут быть представлены эскизы, изображения механизмов, деталей, узлов оборудования, схемы и карты, диаграммы и графики.

Иллюстрации следует нумеровать арабскими цифрами. Каждая часть курсового проекта имеет собственную нумерацию рисунков, на пример: «Рисунок 1.1»; «Рисунок 2.3»; «Рисунок 3.2».

При ссылках на иллюстрации (рисунки) следует писать «... в соответствии с рисунком 2.2....»

Иллюстрации, при необходимости, могут иметь наименование и пояснительные данные (подрисуночный текст).

Слово «Рисунок» и наименование помещают после пояснительных данных и располагают следующим образом: Рисунок 3.1 – УПОГ с многоточечным горизонтальным устройством отбора газа.

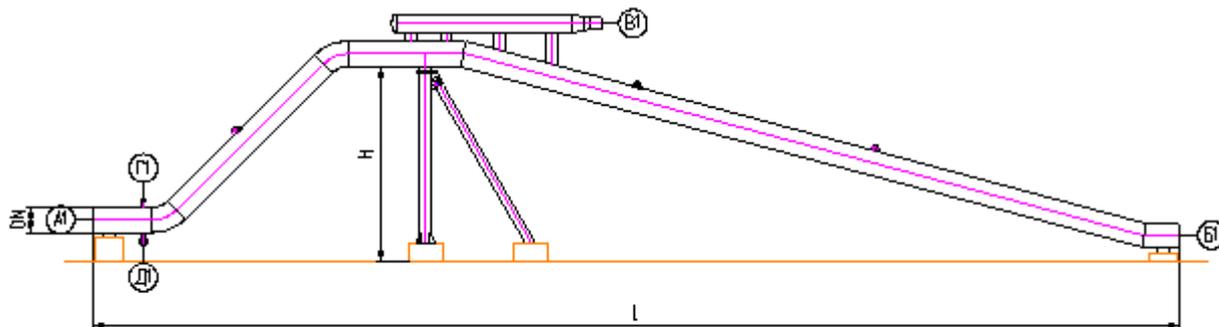


Рисунок 3.1 – Установка предварительного отбора газа

Если в тексте документа имеется иллюстрация, на которой изображены составные части изделия, то на этой иллюстрации должны быть указаны номера позиций этих составных частей в пределах данной иллюстрации, которые располагают в возрастающем порядке.

4.5 Построение таблиц

Таблицы применяют для лучшей наглядности и удобства сравнения показателей. Таблицы следует нумеровать арабскими цифрами.

Название таблицы, должно отражать ее содержание, быть точным, кратким. Название следует помещать над таблицей.

При переносе части таблицы на ту же или другие страницы название помещают только над первой частью таблицы.

Номер таблицы состоит из номера раздела и порядкового номера таблицы, разделенных точкой (таблица 1.2).

Наименование таблицы следует печатать в виде заголовка, по левому краю. При этом заголовок должен быть отделен от текста двойным интервалом.

На все таблицы должны быть приведены ссылки в тексте, при ссылке следует писать слово «таблица» с указанием ее номера. Таблицы слева, справа и снизу ограничивают линиями на расстоянии не менее 5 мм от рамки листа.

Таблицу, в зависимости от ее размера, помещают под текстом, в котором впервые дана ссылка на нее, или на следующей странице, а при необходимости, в приложении к документу. Допускается помещать таблицу вдоль длинной стороны листа документа. Например:

Таблица 1.2 - Сводная таблица параметров продуктивных пластов в пределах эксплуатационного участка

Пласт	Средняя глубина, м	Средняя толщина		Открытая пористость, %	Нефтенасыщенность %	Коэффициент песчанности	Расчлененность
		Общая, м	Эффект, м				
1	2	3	4	5	6	7	8
АС ₁₀ ⁰	2529	10,2	1,9	17,6	60,4	0,183	1,8
АС ₁₀ ¹⁻²	2593	66,1	13,4	18,1	71,1	0,200	10,5

Если строки или графы таблицы выходят за формат страницы, ее делят на части, помещая одну часть под другой или рядом, при этом в каждой части таблицы повторяют ее головку и боковик. При делении таблицы на части допускается ее головку или боковик заменять соответственно номером граф и строк. Слово «Таблица» указывают один раз слева над первой частью таблицы, над другими частями пишут слова «Продолжение таблицы» с указанием номера (обозначения) таблицы.

Если в конце страницы таблица прерывается и ее продолжение будет на следующей странице, в первой части таблицы нижнюю горизонтальную линию, ограничивающую таблицу, не проводят.

Графу «Номер по порядку» в таблицу включать не рекомендуется (только в виде исключения).

4.6 Составление списка использованных источников

При выполнении курсового проекта все использованные литературные и фондовые источники сводятся в общий список, который приводится в конце текста. В перечень литературы включают все учебные пособия, справочники, каталоги, ОСТы, ГОСТы, технические и технологические документы, инструкции и т.д. Выполнение списка с ссылки на него в тексте производится согласно ГОСТ 7.1-2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание.

Общие правила оформления списка.

1. Автор (фамилия, инициалы), точка. Если произведение написано двумя или тремя авторами, они перечисляются через запятую. Если произведение написано четырьмя авторами и более, то указывают лишь первого, а вместо фамилий остальных авторов ставят «и др.».

2. Наименование произведения - без сокращений и без кавычек, точка, тире.

3. Выходные данные (место издания, издательство, год издания).

3.1. Место издания - с прописной буквы. Москва, Ленинград и Санкт-Петербург сокращенно (М., Л., СПб.), точка, двоеточие; а другие города полностью: (Волгоград, Саратов), двоеточие.

3.2. Наименование издательства без кавычек с прописной буквы, запятая.

3.3. Том, часть - пишут с прописной буквы сокращенно (Т., Ч.), точка, после цифры тома или части - точка, тире. Выпуск с прописной буквы, сокращенно (Вып.); точка, тире. Арабские цифры пишут без наращивания.

3.4. Порядковый номер издания - с прописной буквы, сокращенно, точка, тире. Цифра с наращиванием, например: Изд. 2-е. -

3.5. Год издания. Слово «год» не ставят (ни полностью, ни сокращенно), точка, тире (если есть указание страниц).

3.6. Страница(ы) - с прописной буквы, сокращенно (С.), точка.

3.7 Зарубежные источники записываются после отечественной литературы с присвоением последующего номера обязательной нумерации каждого литературного источника. При ссылке на литературный источник в тексте работы не обязательно указывать полные исходные данные, а достаточно указать его номер в списке в квадратных скобках.

3.8 Порядок размещения названия книг и других документов должен быть алфавитным.

Например:

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования (комплект из 2 книг). – М.: Инфра-Инженерия, 2008. - 152 с.

2. Земенков Ю.Д., Маркова Л.М., Прохоров А.Д., Дудин С.М. Сбор и подготовка нефти и газа: учебник для СПО. – М.: Академия, 2009. – 160 с.

3. Лебедьков А.Е., Южаков О.В., Садыков И.И. Каталог основного оборудования подготовки нефти и газа: для ИТР работников ООО «РН-Юганскнефтегаз», участвующих в процессе подготовке нефти, газа и воды. – Нефтеюганск, 2011. – 89 С.

4. Технологический регламент КС-1 на Приобском месторождении ЦСПТГ-4 УСИНГ ООО "РН-Юганскнефтегаз", 2012. – 28 С.

5. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Монография. - Казань: Фэн, 2000. - 416 С.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Филиал ТИУ в г. Сургуте
Сургутский институт нефти и газа

Кафедра: «Нефтегазовое дело»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

на тему:

Схема работы РВС в системе нефтесбора Лянторского месторождения

по дисциплине: Сбор и подготовка скважинной продукции

Руководитель

Сорокин П.М., к.т.н.
(Ф.И.О., ученая степень, ученое звание)

(оценка, подпись)

Студент

Иванов И.И. ЭДНбзу-20-2
(Ф.И.О., группа)

(подпись)

Примерное задание
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Филиал ТИУ в г. Сургуте
Сургутский институт нефти и газа

Кафедра: «Нефтегазовое дело»
Утверждаю:
И.О. зав. кафедрой
_____ Татлыев Р.Д.
«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ
по дисциплине: Сбор и подготовка скважинной продукции

Студент: _____ группа _____ форма обучения _____

1. Тема курсового проекта утверждена приказом по институту _____ 202__ г.

Название темы: **Схема работы РВС в системе нефтесбора Лянторского месторождения**

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

Введение

1 Геологическая часть

1.1 Географическая характеристика района работ

1.2 Характеристика продуктивных пластов

1.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

2 Техническая часть

2.1 Классификация РВС

2.2 Схема работы РВС

2.3 Технические характеристики РВС, применяемых на месторождении

3 Технологическая часть

3.1 Гидравлический расчет сборных промысловых нефтепроводов

3.2 Гидравлический расчет сборных промысловых газопроводов

3.3 Расчет нефтегазового сепаратора на пропускную способность по газу и по жидкости

3.4 Технологический расчет отстойной аппаратуры

3.5 Расчёт полезной тепловой нагрузки печи ПТБ-10

Заключение

Список использованных источников

Дата выдачи задания «__» _____ 202__ г.

Руководитель _____ П.М. Сорокин

Задание принял к исполнению «__» _____ 202__ г.

(подпись студента)

Примечание: задание может быть скорректировано в процессе выполнения курсового проекта.

КР.21.03.01.12/23.001.2017.ПЗ

21.03.01 – шифр специальности;
 12/23 – номер приказа на закрепление тем курсовых проектов;
 001 – три последних цифры в зачетке студента.

					КР.21.03.01.12/23.001.2020.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВВЕДЕНИЕ		
Разработал	Ф.И.О.						
Проверил	Ф.И.О.						
					Лит.	Лист	Листов
						1	2
					Сургутский институт нефти и газа (филиал ТИУ), гр.ЭДНбз-14-1		

					77 КР.21.03.01.12/23.001.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

Сортимент наиболее употребляемых бесшовных горячекатаных труб, по ГОСТ 8732-78

Наружный диаметр мм	Толщина стенки, мм								
	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57	X	X	X	X	X	X	X	X	X
60	X	X	X	X	X	X	X	X	X
70	X	X	X	X	X	X	X	X	X
76	X	X	X	X	X	X	X	X	X
89	-	X	X	X	X	X	X	X	X
102	-	X	X	X	X	X	X	X	X
108	-	X	X	X	X	X	X	X	X
114	-	X	X	X	X	X	X	X	X
133	-	X	X	X	X	X	X	X	X
146	-	-	X	X	X	X	X	X	X
159	-	-	X	X	X	X	X	X	X
168	-	-	X	X	X	X	X	X	X
219	-	-	-	X	X	X	X	X	X
273	-	-	-	-	X	X	X	X	X
325	-	-	-	-	-	X	X	X	X
377	-	-	-	-	-	-	X	X	X
426	-	-	-	-	-	-	X	X	X
465	-	-	-	-	-	-	-	-	X

Основные параметры сепараторов типа НГС, с рабочим давлением 0,6 МПа

Сепаратор	Пропускная способность, м ³ / сут		Длина сепаратора, мм	Условный диаметр, мм	Масса, кг
	по газу	по жидкости			
НГС 6-1400	150 000	2 000	5 660	1400	1900
НГС 6-1600	340 000	5 000	7 455	1600	2800
НГС 6-2200	600 000	10 000	8 205	2200	5200
НГС 6-2600	1 000 000	20 000	11 370	2600	1700
НГС 6-3000	1 500 000	30 000	12 620	3000	12700

Технические характеристики отстойников
типа ОВД-200 и ОГД-200

№	Параметры	Тип отстойника			
		ОГ-200С	ОГД-200	ОВД-200	ОБН-3000/6
1.	Емкость аппарата, м ³	200	200	200	200
2.	Диаметр аппарата, м	3,4	3,4	3,4	3,4
3.	Производительность по товарной нефти, т/сут	до 6000	3000 ÷ 6000	4000 ÷ 8000	3000 ÷ 6000
4.	Температура среды, °С	100	100	100	100
5.	Давление, МПа	0,6	0,6	0,6	0,6

Технические характеристики трубчатых нагревателей типа ПТБ

№	Параметры и показатели	Тип блока нагрева	
		ПТБ – 6,3	ПТБ - 10
1.	Тепловая производительность, МДж/ч	3 500	41 900
2.	Производительность: по сырью, т/сут по обводненности нефти в %	6 300 до 50	10 000 до 50
3.	Максимальная температура нагрева, °С	до 80	до 80
4.	Давление в системе, МПа	6,4	6,4

11.4 Методические указания к самостоятельной работе

Задачами СРС являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий на семинарах, на практических и лабораторных занятиях, при написании курсовых и выпускной квалификационной работ, для эффективной подготовки к итоговым формам контроля.

1. При подготовке к занятиям необходимо изучить теоретическую часть вопроса данной темы по конспектам лекций, теоретическому материалу, изложенному в методических указаниях к практическим занятиям, и учебнику.

2. Внести дополнения по рассмотренным вопросам в конспекты лекций.

3. Подготовиться к практическому занятию, переписав ход решения задач, и рассмотреть порядок их выполнения. Отметить в конспекте, что непонятно в ходе ее выполнения.

4. Выполнить в тетради для практических работ раздел «самостоятельная работа студентов». Для этого ознакомиться с типовыми задачами и примерами их решения. Отметить, какие вопросы и задачи вызвали затруднения в решении.

Самостоятельная работа студентов один из лучших методов самопроверки усвоения теоретического материала.

5. В случае возникновения затруднений при изучении курса следует подойти к преподавателю на консультацию.

Виды самостоятельной работы студентов:

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. Первичное - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача вторичного чтения - полное усвоение смысла целого (по сути это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой.

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) - это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

- Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.

– Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, что для экзаменов, что пригодится, а что Вас интересует за рамками официальной учебной деятельности, то есть что может расширить Вашу общую культуру...).

– Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге.

– Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.

– Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все подряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

1. Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)

2. Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить как сами сведения излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

3. Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему)

4. Творческая (создает у читателя готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

1. Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

2. Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

3. Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

4. Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

5. Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно студенту рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у студента возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах студент должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к экзамену. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Сбор и подготовка скважинной продукции**

Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
ПКС-1 Способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.2 Разрабатывает и ведет нормативно-техническую документацию, регламентирующую осуществление технологических процессов	Знать: методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы сбора и подготовки скважинной продукции	не знает методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы сбора и подготовки скважинной продукции	частично знает методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы сбора и подготовки скважинной продукции	знает методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы сбора и подготовки скважинной продукции	отлично знает методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы сбора и подготовки скважинной продукции
		Уметь: выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование	не умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование	умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование, испытывает затруднения	умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование, допускает неточности	уверенно умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть: навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством	не владеет навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством	частично владеет навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством	владеет навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством	уверенно владеет навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПКС-8 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-8.1 осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций	Знать: структуры и функции основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	не знает структуры и функции основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	частично знает структуры и функции основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	знает структуры и функции основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	отлично знает структуры и функции основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции
		Уметь: рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	не умеет рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	слабо может рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	умеет рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	уверенно умеет рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть: навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	не владеет навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	частично владеет навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	владеет навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	уверенно владеет навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции
	ПКС-8.2 разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения	Знать: способы анализа технической эффективности и методов управления режимами работы технологических объектов	не знает способы анализа технической эффективности и методов управления режимами работы технологических объектов	частично знает способы анализа технической эффективности и методов управления режимами работы технологических объектов	знает способы анализа технической эффективности и методов управления режимами работы технологических объектов	отлично знает способы анализа технической эффективности и методов управления режимами работы технологических объектов
		Уметь: рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов	не умеет рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов	слабо может рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов	умеет рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов	уверенно умеет рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Владеть: навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции	не владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции	частично владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции	владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции	уверенно владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции
	ПКС-8.3 представляет и защищает результаты работ по элементам проекта	Знать: современные технологии, материалы и оборудование которые используются для планирования и разработки производственных процессов	не знает современные технологии, материалы и оборудование которые используются для планирования и разработки производственных процессов	частично знает современные технологии, материалы и оборудование которые используются для планирования и разработки производственных процессов	знает современные технологии, материалы и оборудование которые используются для планирования и разработки производственных процессов	отлично знает современные технологии, материалы и оборудование которые используются для планирования и разработки производственных процессов

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)	Критерии оценивания результатов обучения			
			1-2 (0-60)	3 (61-75)	4 (76-90)	5 (91-100)
		Уметь: выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	не умеет выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции	умеет выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции, испытывает существенные затруднения	умеет выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции, допускает неточности	умеет выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции
		Владеть: навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования	не владеет навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования	слабо владеет навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования	владеет навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования	уверенно владеет навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования

КАРТА**обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой**Дисциплина **Сбор и подготовка скважинной продукции**Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

№ п/п	Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания	Количество экземпляров в БИК	Контингент обучающихся, использующих указанную литературу	Обеспеченность обучающихся литературой, %	Наличие электронного варианта в ЭБС
1	Леонтьев, С.А. Сбор и подготовка скважинной продукции. [Электронный ресурс] / С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев. - Электрон. дан. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. - 29 с. - Режим доступа: http://e.lanbook.com/book/55524	Электр. ресурс	200	100	+

И.о.заведующего кафедрой

«31» 08 2020 г.



(подпись)

Р.Д. Татлыев

**Дополнения и изменения
к рабочей программе дисциплины (модуля)**

на 20_ - 20_ учебный год

В рабочую программу вносятся следующие дополнения (изменения):

Дополнения и изменения внес:

(должность, ученое звание, степень)

(подпись)

(И.О. Фамилия)

Дополнения (изменения) в рабочую программу рассмотрены и одобрены на заседании кафедры

(наименование кафедры)

Протокол от « ____ » _____ 20__ г. № ____.

И.О. Заведующего кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о. Заведующего выпускающей кафедрой/

Руководить образовательной программы _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.