

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
«10» 06 2019 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

Сбор и подготовка скважинной продук-
ции

21.03.01 Нефтегазовое дело

Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти

очная/очно-заочная/заочная

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом от 09.02.2018 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти к результатам освоения дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции».

Рабочая программа рассмотрена
на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 15 от « 6 » 06 2019 г.

Заведующий кафедрой  Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

и.о. заведующего выпускающей кафедрой  Р.Д. Татлыев

« 6 » 06 2019 г.

Рабочую программу разработал:
Янукян А.П., доцент кафедры НД, к.э.н.



1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции»: получение знаний о работе систем сбора скважинной 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 скважинной продукции.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знать:

- методические материалы, формы отчетности и алгоритмы создания промысловой документации;
- 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;
- способы сбора, анализа и систематизации данных для проектирования;
- систему автоматизации технологических процессов и производств, средства автоматизации и управления, современные методы и средства автоматизации;

уметь:

- создавать отчетную и промысловую документацию;
- 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;
- выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и обо-

рудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции;

- использовать оборудование которое осуществляет сбор, хранение и систематизацию исходных данных;
- выбирать технологии, инструментальные средства и средства вычислительной техники при оформлении проектов.

владеть:

- навыками оформления документации в соответствии с требованиями;
- 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;
- навыками сбора, обработки, анализа и систематизации исходных и экспериментальных данных;
- навыками проектирования типовых технологических процессов изготовления продукции.

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) |
|--|--|--|
| <p>ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промышленную документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p> | <p>ПКС-5.1 Выбор видов промышленной документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности</p> | Знать: методические материалы, формы отчетности и алгоритмы создания промышленной документации |
| | | Уметь: создавать отчетную и промышленную документацию |
| | | Владеть: навыками оформления документации в соответствии с требованиями |
| | <p>ПКС-5.2 Анализирует и формирует заявки на промышленные исследования и работы, потребность в материалах</p> | 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 |
| <p>ПКС-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p> | <p>ПКС-6.1 Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений</p> | 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 |
| | <p>ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы</p> | 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 |
| <p>ПКС-6.3 Планирование и разработка производственных процессов с учетом новых технологий, материалов и оборудования</p> | 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 | |
| <p>ПКС-12 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответ-</p> | <p>ПКС-12.1 Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования</p> | Знать: способы сбора, анализа и систематизации данных для проектирования |
| | | Уметь: использовать оборудование которое осуществляет сбор, хранение и систематизацию исходных |

| | | |
|--|---|--|
| ствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | | данных |
| | | Владеть: навыками сбора, обработки, анализа и систематизации исходных и экспериментальных данных |
| | ПКС-12.4 Оформляет текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли | Знать: систему автоматизации технологических процессов и производств, средства автоматизации и управления, современные методы и средства автоматизации |
| | | Уметь: выбирать технологии, инструментальные средства и средства вычислительной техники при оформлении проектов |
| | | Владеть: навыками проектирования типовых технологических процессов изготовления продукции |

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 | | |
| очная | 4/7 | 30 | 30 | - | 36 | 120 | Экзамен |
| очно-заочная | 4/8 | 28 | 28 | - | 36 | 124 | Экзамен |
| заочная | 4/8 | 10 | 10 | | 9 | 187 | 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 |
|-------|----------------------|----------------------|--------------------------|-----|------|-----------|-------------|---------|--------------------|
| | Номер раздела | Наименование раздела | Л. | Пр. | Лаб. | | | | |
| | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|--------|---------|---|--------------|--------------|---|-----------------|----------|---|--------------------|
| 1 | 1 | Системы сбора и внутрипромыслового транспорта скважинной продукции. | 2/2/1 | 4/4/2 | - | 15/15/22 | 21/21/25 | ПКС-5.1 ПКС-5.2 ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-6.3 ПКС-12.1 ПКС-12.4 | Тест |
| 2 | 2 | Измерение количества нефти, газа и пластовой воды по скважинам | 4/3/1 | -/- | - | 15/15/22 | 19/18/23 | ПКС-5.1 ПКС-5.2 ПКС-6.3 ПКС-12.1 ПКС-12.4 | Тест |
| 3 | 3 | Сепарация нефти от газа | 4/3/1 | 10/8/2 | - | 15/15/23 | 29/26/26 | ПКС-5.1 ПКС-5.2 ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-6.3 | Тест |
| 4 | 4 | Промысловые трубопроводы | 4/4/1 | 8/8/2 | - | 15/15/24 | 27/27/27 | ПКС-5.2 ПКС-6.1 ПКС-12.1 ПКС-12.4 | Тест |
| 5 | 5 | Подготовка нефти | 4/4/1 | -/- | - | 15/15/24 | 19/19/25 | ПКС-5.1 ПКС-5.2 ПКС-6.3 ПКС-12.1 ПКС-12.4 | Тест |
| 6 | 6 | Нефтяные резервуары и насосные станции | 4/4/1 | 4/4/2 | - | 15/15/24 | 23/23/27 | ПКС-5.1 ПКС-5.2 ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-6.3 | Тест |
| 7 | 7 | Подготовка сточных вод к утилизации | 4/4/2 | -/- | - | 15/17/24 | 19/21/26 | ПКС-5.1 ПКС-6.3 ПКС-12.1 ПКС-12.4 | Тест |
| 8 | 8 | Сбор и подготовка нефтяного и природного газа | 4/4/2 | 4/4/2 | - | 15/17/24 | 23/25/28 | ПКС-5.1 ПКС-5.2 ПКС-12.1 ПКС-12.4 | Тест |
| 9 | Экзамен | | - | - | - | 36/36/9 | 36/36/9 | | Вопросы на экзамен |
| Итого: | | | 30/28/ 10 | 30/28/ 10 | - | 156/160/ 196 | 216/216 | | |

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Системы сбора и внутрипромыслового транспорта скважинной продукции

Системы сбора и внутрипромыслового 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 во-ы 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 проведения 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 автоматически 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. Цен-

тробежные 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. Водоотчиственные 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 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.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

| № п/п | Номер раздела дисциплины | Объем, час. | Тема лекции |
|-------|--------------------------|----------------------|--|
| | | ОФО/ ОЗФО/ ЗФО | |
| 1 | 1 | 2/2/1 | 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 | 4/3/1 | Массовый и объемный способы измерения продукции скважин. Автоматизированные замерные установки. Их назначение, классификация технологические схемы. |
| 3 | 3 | 4/3/1 | 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 | 4/4/1 | Классификация промышленных трубопроводов. Выбор трассы. Опрессовка труб. Виды коррозии трубопроводов. Защита тру- |

| | | | |
|--------|---|----------|--|
| | | | бopовoдoв oт кoрpoзиe. Тpyбoпpoвoднaя apмaтypa. Пepекaчкa вьcoкoвязких и пapaфинистых нeфтьeй. Пpeдупpeждeниe зacopения нeфтeпpoвoдoв и мeтoды yдaлeния oтлoжeний. Oбслyживaниe тpyбoпpoвoдoв |
| 5 | 5 | 4/4/1 | Нeфтяныe эмyльсии, их видь, клacсификация, oбpaзoвaниe. Физикo-химичeские свoйствa нeфтяных эмyльсий. Тpeбoвaния к кaчeствy пoдгoтoвки нeфтьe. Дeмyльгaтopь. Тpeбoвaния, пpeдъявляeмыe к ним, их типь и хapaктepистики. Мeтoды paзpyшeния нeфтяных эмyльсий типa в/н. |
| 6 | 6 | 4/4/1 | Назнaчeниe рeзepвyaрoв, их видь. Стaльньe вepтикaльньe рeзepвyaрь. Oбopyдoвaниe рeзepвyaрoв. Рeзepвyaрньe пapки. Измepeниe кoличeствa и кaчeствa тoвapнoй нeфтьe. Бeзpeзepвyaрнaя сдaчa нeфтьe в мaгистpaльный нeфтeпpoвoд. Чисткa и peмoнт рeзepвyaрoв. Нacocньe стaнции, их знaчeниe, экcплyaтaция. |
| 7 | 7 | 4/4/2 | Стoчньe вoдь нeфтяных мecтoрoждeний. Тpeбoвaния к кaчeствy пoдгoтoвки плacтoвьx вoд. Спocoбь пoдгoтoвки стoчньx вoд. Иcпoльзoвaниe прeснoй вoдь. Вoдoзaбopь, их yстрoйствa и oбслyживaния. Тeхнoлoгичeский пpoцeсс вoдoпoдгoтoвки. |
| 8 | 8 | 4/4/2 | Сбop пoпyтнoгo нeфтянoгo гaзa, тpeбoвaния, пpeдъявляeмыe к пoдгoтoвкe и тpaнcпopтy гaзa нa пpoмышлax. Элeмeнть yстaнoвoк кoмплeкcнoй пoдгoтoвки нeфтьe; схeмь сбopa. Гидpaть и бopьбa c ними. Oбщиe свeдeния oб изoтepмax кoндeнсaции пpиpoднoгo и нeфтянoгo гaзa. Сeпapaтopь, пpимeняeмыe нa yстaнoвкax пoдгoтoвки пpиpoднoгo гaзa: гpaвитацoнньe, инepциoнньe, нacaдoчньe, смeшaнньe. Oтличия сeпapaтopoв для пpиpoднoгo гaзa и нeфтьe. Кoэффициeнт сeпapaции, фaктopь, влияющия нa кoэффициeнт сeпapaции. Вepтикaльный мaсляный пылeлoвитeль. Мeтoды и тeхнoлoгичeские схeмь пoдгoтoвки нeфтьe. Тeхнoлoгичeские схeмь и oбopyдoвaниe yстaнoвoк кoмплeкcнoй пoдгoтoвки нeфтьe. |
| Итoгo: | | 30/28/10 | |

Таблица 5.2.1

Практические занятия

Таблица 5.2.2

| № п/п | Номер раздела дисциплины | Объем, час. | Тема практического занятия |
|--------|--------------------------|----------------------|---|
| | | ОФО/ ОЗФО/ ЗФО | |
| 1 | 1,4 | 6/6/2 | Гидравлический расчет нефтепроводов |
| 2 | 3 | 1/1/- | Расчёт пропускной способности гравитационного сепаратора |
| 3 | 3 | 3/3/1 | Определение оптимального числа ступеней сепарации |
| 4 | 3 | 6/4/1 | Типы и конструкции сепараторов |
| 5 | 6 | 4/4/2 | Выбор типа и конструкции резервуаров |
| 6 | 1 | 2/2/1 | Обоснование системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции |
| 7 | 4 | 4/4/1 | Применение путевых подогревателей |
| 8 | 8 | 4/4/2 | Установки комплексной подготовки нефти |
| Итого: | | 30/28/10 | |

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

| № п/п | Номер раздела дисциплины | Объем, час. | Тема | Вид СРС |
|---------|--------------------------|----------------------|---|---|
| | | ОФО/ ОЗФО/ ЗФО | | |
| 1 | 1 | 15/15/22 | Начертить систему сбора конкретного месторождения. система сбора и транспорта на месторождениях континентальных шельфов. | Конспект, устный опрос, предоставление чертежей и схем. |
| 2 | 2 | 15/15/22 | Составить принципиальную технологическую схему групповой замерной установки «Спутник-Б». | Конспект, устный опрос. |
| 3 | 3 | 15/15/23 | Решение задач по заданным параметрам | Конспект, устный опрос. |
| 4 | 4 | 15/15/24 | Подготовить рефераты по запорной арматуре. Решение задачи по заданным параметрам. Разобрать схему очистки промысловых нефтепроводов резиновыми шарами. | Устный опрос |
| 5 | 5 | 15/15/24 | Показать на рисунке образование эмульсии прямого и обратного типов. Термохимическая установка по подготовке нефти, работающая при атмосферном давлении. Сделать эскиз печи типа ПТБ-10. | Конспект, устный опрос. |
| 6 | 6 | 15/15/24 | Начертить предохранительный гидравлический клапан. Чистка и ремонт резервуаров. | Конспект, устный опрос. |
| 7 | 7 | 15/17/24 | Составить таблицу норм водопотребления в расчете на одного человека для жилых и общественных зданий. Охрана окружающей среды при очистке и утилизации пластовых вод. | Конспект, устный опрос. |
| 8 | 8 | 15/17/24 | Начертить номограмму условий образования гидратов для газов различной относительной плотности при относительной плотности газа по воздуху. Начертить насадки для газовых сепараторов. | Конспект, устный опрос. |
| экзамен | | 36/36/9 | | Вопросы к экзамену |
| Итого: | | 156/160/ 196 | | |

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 работ/проектов

Тематика курсовых проектов представлена в методических указаниях.

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 очно-заочной формы 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 «Проспект», 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 по организации СРС

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. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

11.2 Методические указания к практическим занятиям по дисциплине: «Сбор и подготовка скважинной продукции» по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

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

или потери давления на трение

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

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 (послойное) 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, дебит скважины $Q = 320$ м³/сут, плотность нефти $\rho_n = 850$ кг/м³; давление перед входом в сепаратор $P_c = 1,5$ МПа, вязкость нефти $\mu_n = 3,5$ мПа*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):

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

Определим число Рейнольдса по формуле (1.7):

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

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 $d_{вн} = 0,1$ м.

Вязкость нефти $\mu_n = 3,5$ МПа·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 $V_{г, max}$ и времени задержки жидкости в сепараторе t_3 . Коэффициентами уноса жидкости и газа и показатели совершенства сепараторов $V_{г, max}$ 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:

$$K_{жс} = q_{жс}/Q_г; \quad (2.1)$$

$$K_г = q_г/Q_{жс}, \quad (2.2)$$

где $q_{жс}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком нефтяного газа из сепаратора, $\text{м}^3/\text{ч}$; $q_г$ – объемный расход газа, уносимого потоком жидкости из сепаратора, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{жс}$ – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, определяемые при рабочих давлениях и температурах сепарации, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_г$ – объёмный расход газа на выходе из сепаратора, $\text{м}^3/\text{ч}$.

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 $K_{жс} \leq 50$

см³/1000м³ газа и $K_2 \leq 0,02\text{м}^3/\text{м}^3$ 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_2 , μ_n , μ_2).

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

$$v_{г. max} = 841 \frac{D_c^2 P_c d_{ж}^2 (\rho_n - \rho_г)}{T_c \mu_г z}, \quad (2.3)$$

где $v_{г. max}$ – 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; $\mu_г$ – вязкость газа, Па·с. Исходя из условий всплывания пузырьков газа в движущейся в сепараторе нефти, максимальная допустимая способность сепаратора, м³/сут.

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

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 $\rho_{zo} = 1,30 \text{ кг/м}^3$. Вязкость газа в условиях сепаратора $\mu_z = 1,35 \cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$. Коэффициент сверхсжимаемости Z принять равным 1.

Решение: Вычислим плотность газа при условиях сепарации

$$\rho_r = \rho_{zo} \frac{p_c T_o}{p_o T_{cz}} = \frac{1,3 \cdot 1,5 \cdot 273}{0,1 \cdot 293 \cdot 1} = 18,17 \text{ кг/м}^3.$$

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)

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

При заданном условии в данном сепараторе можно будет сепарировать нефть до 6400 м³/сут. с газовым фактором до 626 м³/м³.

Подобрать горизонтальный сепаратор можно по следующей методике.

В основу базового варианта аппаратов принят нормальный ряд емкостей 25, 50, 100 и 200 м³ 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, м³/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 м ² /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, *a* 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, а, 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.

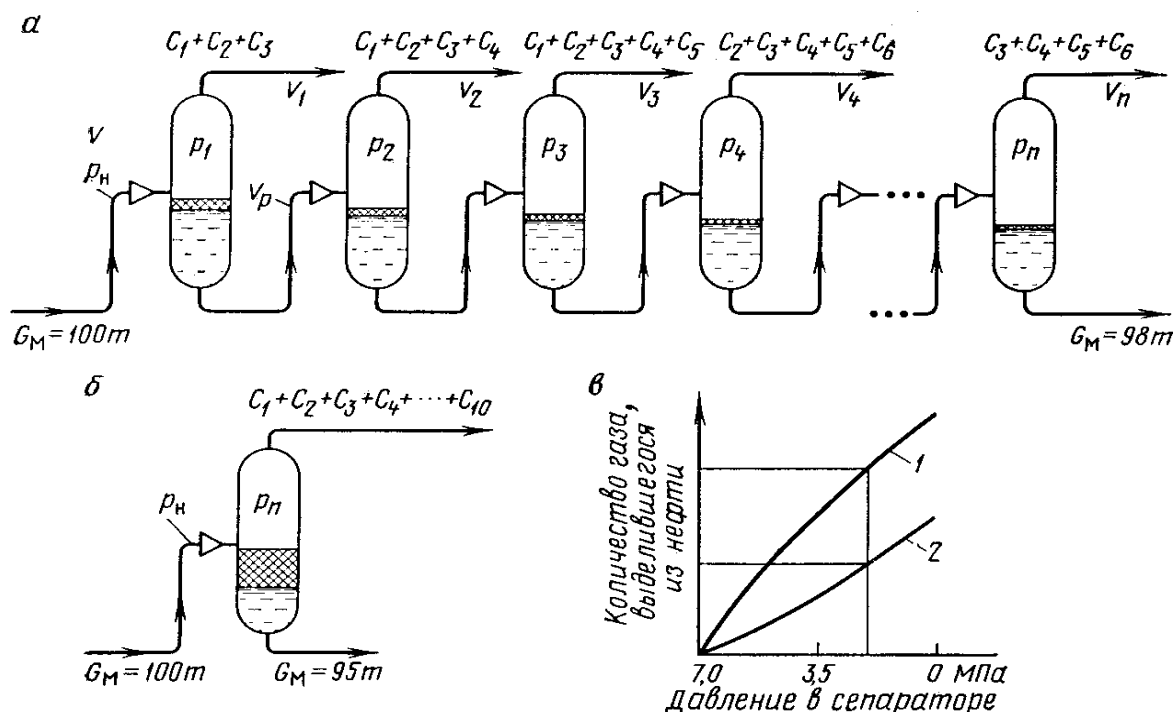


Рисунок. 3.1 – Схемы многоступенчатой (дифференциальной) (а), одноступенчатой (контактной) (б) сепарации газа от нефти и количество газа, выделившегося при этих способах разгазирования (в): 1 – контактное; 2 – дифференциальное разгазирование нефти

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 $Q_{ж} = 10000 \text{ м}^3/\text{сут}$, 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

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot f_2} Q_{ж} G(p) (1 - B) \frac{T}{\sqrt{P}}. \quad (3.1)$$

так как $f_2 = 1$, 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 $D = 2,05 \text{ м}$.

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 $Q_{ж}$, $\text{м}^3/\text{сут}$ 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 промысловой 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.

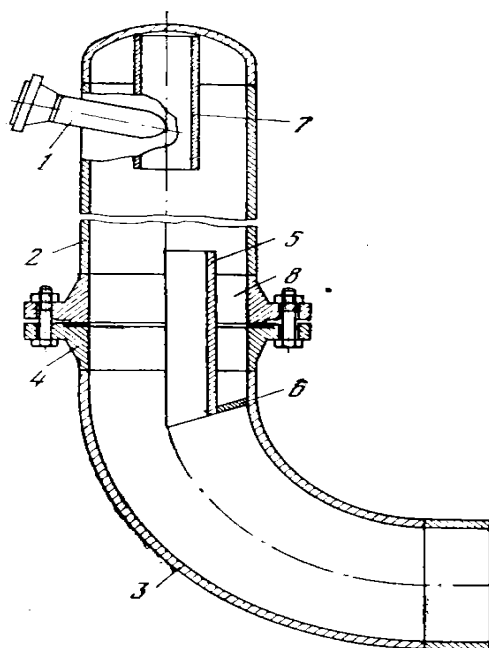


Рисунок 4.1 – Одноточный гидроциклон типа ОГ-200

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 нефтегазо- | 13-30 | 15-30 | 17-30 | 18-30 | 22-30 | 23-30 |

| | | | | | | |
|--|----|----|----|-----|-----|-----|
| вой смеси, м/с | | | | | | |
| 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.

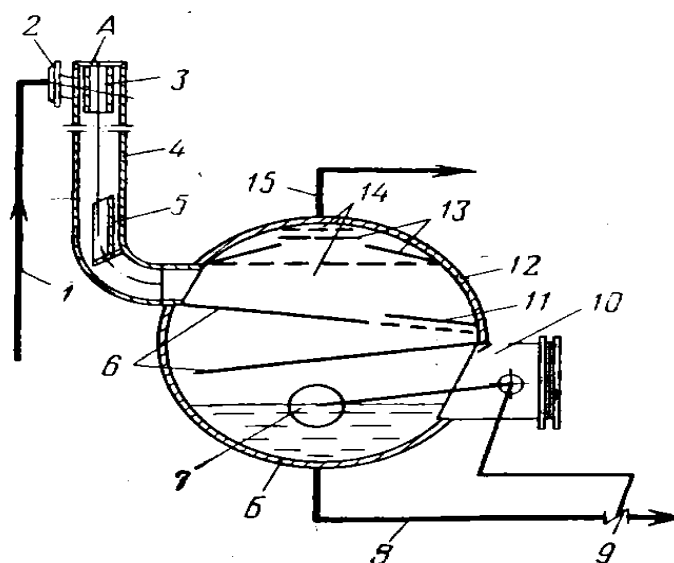


Рисунок 4.2 – Схема одноёмкостного гидроциклонного сепаратора

Один гидроциклонный сепаратор содержит несколько одноточных гидроциклонов, установленных на технологической ёмкости, 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, смонти-

рованы 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 пузырьки 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.

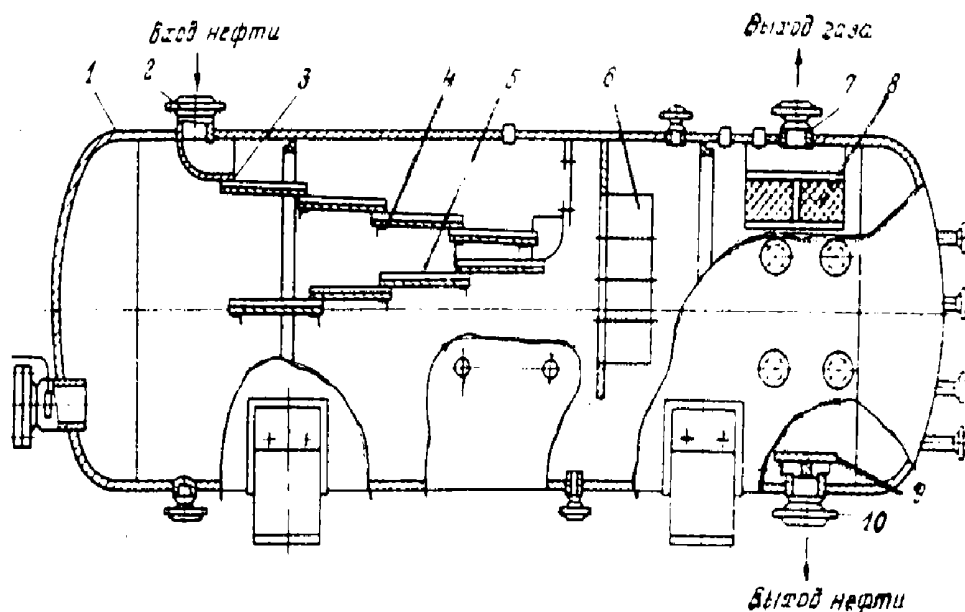


Рисунок 4.3 – Нефтегазовый сепаратор типа НГС

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).

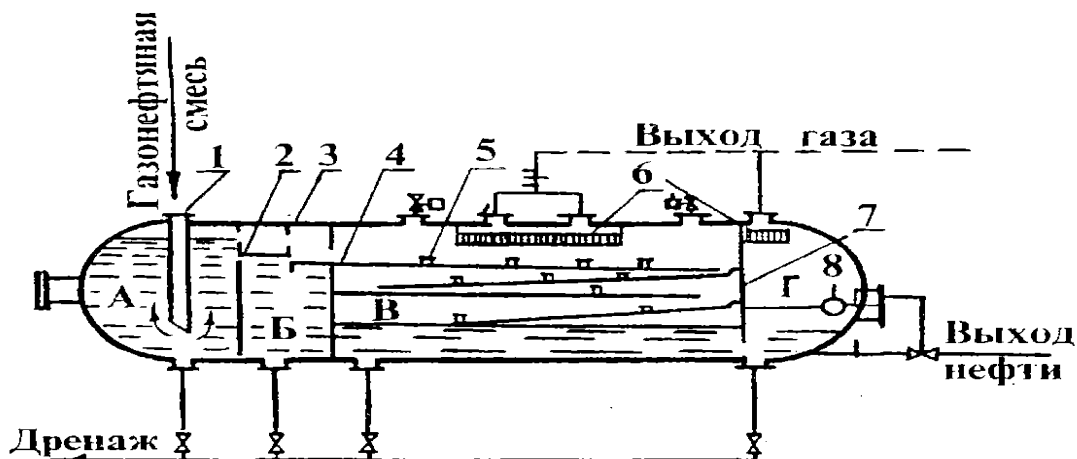


Рисунок 4.4 – Сепаратор тарельчатого типа СГТ

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 промысловой 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 предназна-

ны 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 |
|----------------|-----------------------------------|--------------------------------------|--------------------|-----------|
| РВС-100 | 104 | 4730 | 5920 | 4965 |
| РВС-200 | 204 | 6630 | 5920 | 7353 |
| РВС-300 | 332 | 7580 | 7375 | 11209 |
| РВС-400 | 421 | 8530 | 7375 | 12712 |
| РВС-700 | 757 | 10430 | 8845 | 18383 |
| РВС-1000 | 1056 | 12330 | 8845 | 25047 |
| РВС-2000 | 2135 | 15180 | 11805 | 42961 |
| РВС-3000 | 3340 | 18980 | 11825 | 63081 |
| РВС-5000 | 4832 | 22790 | 11845 | 90256 |
| РВС-10000 | 10950 | 34200 | 11920 | 159090 |

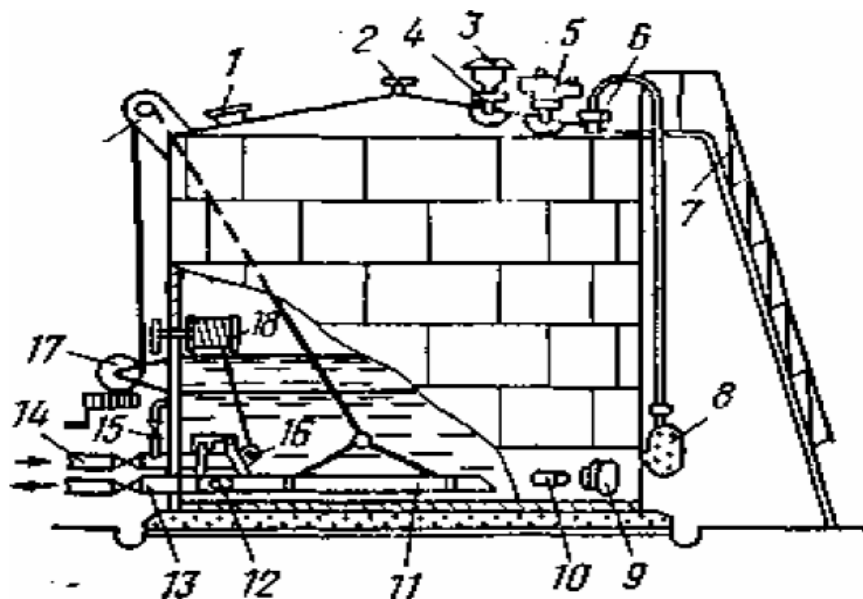


Рисунок 5.1. – Схема расположения оборудования стальных вертикальных цилиндрических резервуаров

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 тру-

ба 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 предотвращения 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 объёмом до 4000 м³ и СК-80 для резервуаров большего объёма. Условный диаметр сифонных кранов соответственно равен 50 и 80 мм. Верхний световой люк 1 предназначен для проветривания и освещения внутреннего объёма 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 подъёме 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 объёма 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 объёма 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 промысловой 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 булитов (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.

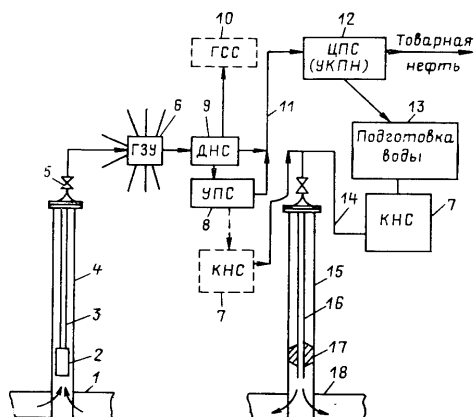


Рисунок 6.1 – Схема сбора и подготовки продукции на промысле

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 мех-примесей 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 однострубногo 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 раздельную 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.

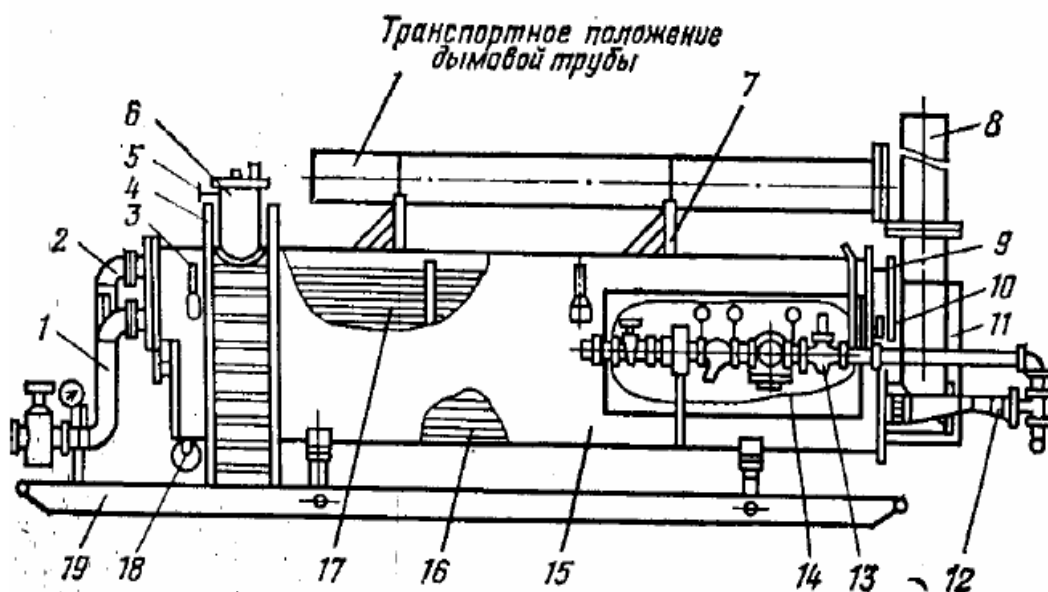


Рисунок 7.1 – Путьевой подогреватель ПП-0,63

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 |

Путьевые подогреватели ПП-0,4 и ПП-0,63 оборудованы одним топочным устройством и одним трубным змеевиком, а путьевой 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, исключающий 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.

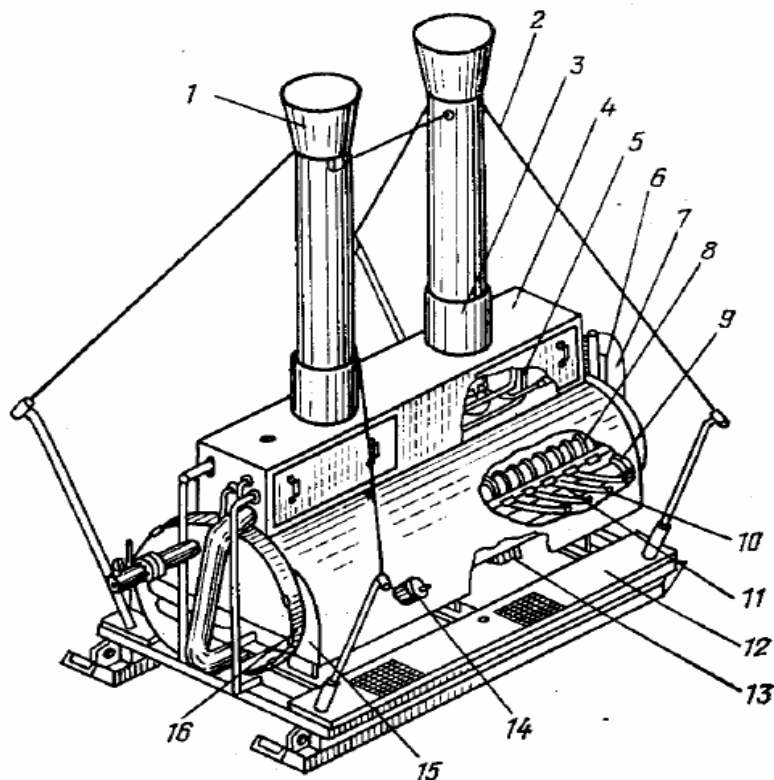


Рисунок 7.2 – Подогреватель трубопроводный ПТ-160/100 М

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, м ³ /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).

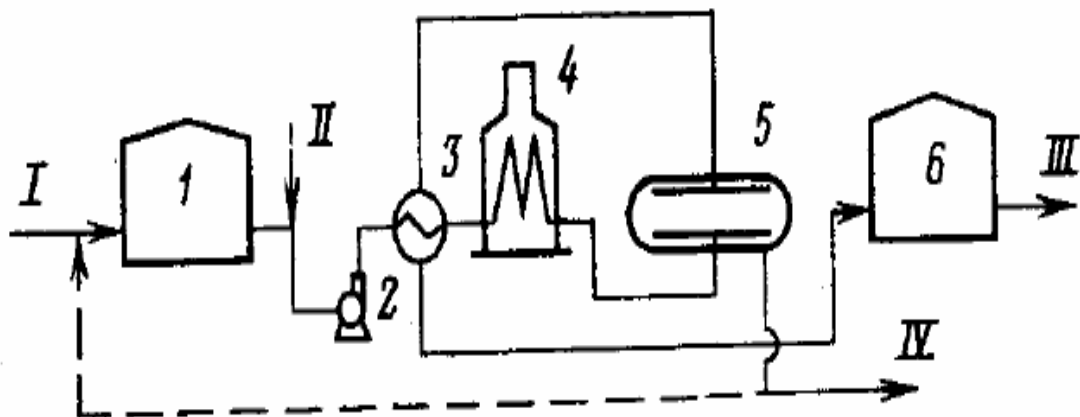


Рисунок 8.1 – Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

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 теплохимического 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.

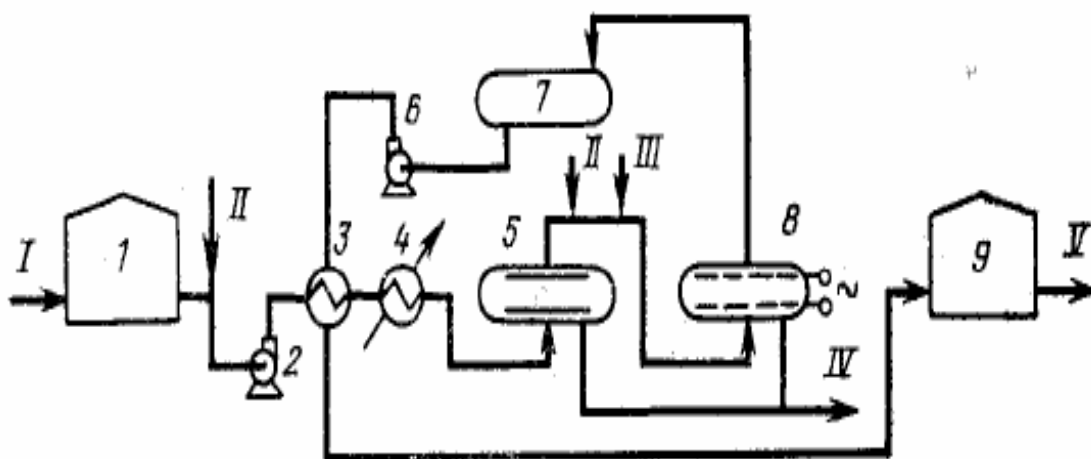


Рисунок 8.2 – Технологическая схема электрообессоливающей установки

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?

11.3. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.
Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

11.4. Методические указания по организации самостоятельной работы.

Самостоятельная работа обучающихся заключается в получении заданий (тем) у преподавателя для индивидуального освоения. Преподаватель на занятии дает рекомендации необходимые для освоения материала. В ходе самостоятельной работы обучающиеся должны выполнить типовые расчеты, подготовиться к выполнению экспериментов (исследований) и изучить теоретический материал по разделам. Обучающиеся должны понимать содержание выполнен-

ной работы (знать определения понятий, уметь разъяснить значение и смысл любого термина, используемого в работе и т.п.).

11.5 Методические указания к курсовому проекту

Введение

Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции» предназначены для реализации у выпускника общекультурных, общепрофессиональных, профессиональных компетенций, соответствующих Федеральному государственному образовательному стандарту высшего образования по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело. Разработаны на основе рабочей программы с применением следующих стандартов:

ГОСТ 2.104-2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи;

ГОСТ 2.105-95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам;

ГОСТ 2.316-68 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц;

ГОСТ 7.1-2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание.

Выполнение курсового проекта должно базироваться на промысловых данных предприятия, в котором студент проходит производственную практику. При решении разрабатываемой проблемы необходимо применять информацию из отечественных и зарубежных источников о новейших достижениях науки и техники в данной области.

В данных методических указаниях приведены основные требования по выполнению курсового проекта, представлена примерная тематика, даны указания по написанию частей курсового проекта.

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 промышленным 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 курсовых проектов, 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 курсового проекта.
3. Оформление расчетно-пояснительной записки и графической части.

Над курсовым проектом студент должен работать систематически, самостоятельно, анализируя лекционный материал, техническую литературу и промышленные данные. При подготовке курсового проекта студент обязан неоднократно консультироваться по возникающим вопросам, представить работу в черновом (компьютерном) варианте. После внесения соответствующих исправлений, по решению руководителя, выполняется в чистовом варианте и представляется на окончательную проверку. Если курсовой проект удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям, он допускается к защите.

1.3 Тематика курсовых проектов

Тематика курсовых 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 промышленного 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 (может быть продолжением ранее начатых исследований) и имеющейся информации с предприятия.

Примерные темы курсовых проектов:

1. Автоматизация технологических процессов сбора и учёта скважинной и товарной продукции на примере Западно-Сургутского месторождения;
2. Анализ системы сбора и внутрипромыслового транспорта скважинной продукции в условиях Быстринского месторождения;
3. Сравнительная характеристика унифицированных технологических схем сбора и подготовки скважинной продукции;
4. Осложнения при эксплуатации систем сбора и транспорта продукции скважин в условиях Федоровского месторождения;
5. Борьба с осложнениями в системе нефтесбора на Восточно-Сургутском месторождении;
6. Борьба с осложнениями в системе нефтесбора на Конитлорском месторождении;
7. Осложнения при эксплуатации систем сбора и транспорта продукции скважин в условиях Восточно-Елового месторождения;
8. Борьба с осложнениями в системе нефтесбора на Рогожниковском месторождении;
9. Методы борьбы с пульсацией давления в промысловых трубопроводах;
10. Транспортирование нефти от ДНС до ЦППН в условиях Русскинского месторождения;
11. Анализ работы и совершенствование системы сбора продукции нефтяных скважин на месторождении;
12. Применение АГЗУ на месторождении;
13. Внутритрубная диагностика трубопроводов в условиях месторождения;
14. Хранение товарной нефти на месторождении;
15. Ликвидация гидратных пробок в газопроводах в условиях месторождения;
16. Электрические методы разрушения нефтяных эмульсий на месторождении;
17. Технология и оборудование для предварительного сброса воды на месторождении;
18. Причины аварийности трубопроводов в системе нефтесбора в условиях Западно-Сургутского месторождения;
19. Распределение воды с помощью БКНС на месторождении;
20. Применение отстойников в системе предварительного сброса воды на месторождении;
21. Методы снижения потерь легких фракций нефти при их испарении в резервуарах;
22. Применение установки очистки сточных вод закрытого типа на месторождении;
23. Анализ работы установок типа «Хиттер-Триттер» на примере Фёдоровского месторождения;
24. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа на месторождении;
25. Анализ работы насосных станций в системе ППД на месторождении.

2 СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Последовательность текстовой части курсового проекта следующая:

- Титульный лист;
- Задание к курсовом проекте
- ВВЕДЕНИЕ

- 1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
- 2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
- 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
- ЗАКЛЮЧЕНИЕ
- СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
- ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

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 2-3 страницы.

2.2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Географическая характеристика района работ

Дается физико-географический очерк о районе и месторождении с элементами экономической географии. Должна быть представлена обзорная карта района с указанием соседних месторождений.

Краткая геологическая характеристика месторождения.

Дается литолого-стратиграфическая характеристика разреза, описываются основные тектонические элементы, указываются толщины всех стратиграфических подразделений.

Характеристика продуктивных пластов (объектов)

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

Описание сопровождается таблично-графическим материалом (таблицами основных параметров пластов или объектов разработки, гистограммами и т.д.).

Объем геологической части 12÷15 листов.

2.3 ТЕХНИЧЕСКАЯ и ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТИ

Данные части включают в себя вопросы, раскрывающие тему курсового проекта и проблему, подлежащую детальной проработке. Их можно объединить в одну технико-технологическую часть.

Описывается система сбора и подготовки продукции на месторождении, необходимое оборудование, применяемое для подготовки скважинной продукции, предлагаются соответствующие технологии, предусматривающие решение проблемы курсового проекта. Описываются экспериментальные исследования по выявлению новых закономерностей или обоснованию предлагаемых решений. Может быть проведена оптимизация или рационализация параметров конструкции, устройств или технологических процессов с последующим подробным описанием.

Также в этой части приводятся технологические расчеты, количество которых должно составлять около 10% от объема курсового проекта. Общий объем техникой и технологической части 20 - 30 листов.

2.4 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 5-6 выводов, из них должны вытекать 2-3 рекомендации автора по совершенствованию той или иной технологии, позволяющей оценить курсовой проект как перспективный и заслуживающий 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 курсового проекта, какие 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.

К защите должна быть подготовлена графическая часть, раскрывающая и дополняющая содержание и представленная в виде схем, чертежей общего вида.

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 для осуществляется в 100-балльной системе.

Таблица 1 – 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;
- 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 40-50 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 Оформление 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 «·».

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 скобках, 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:

$$\rho_2 = \rho_0 \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{1}{Z}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.1)$$

где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3 ;

P и P_0 - соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление, МПа;

T и T_0 – соответственно температура в сепараторе и абсолютная температура, $^{\circ}\text{C}$;

Z - коэффициент сжимаемости.

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.

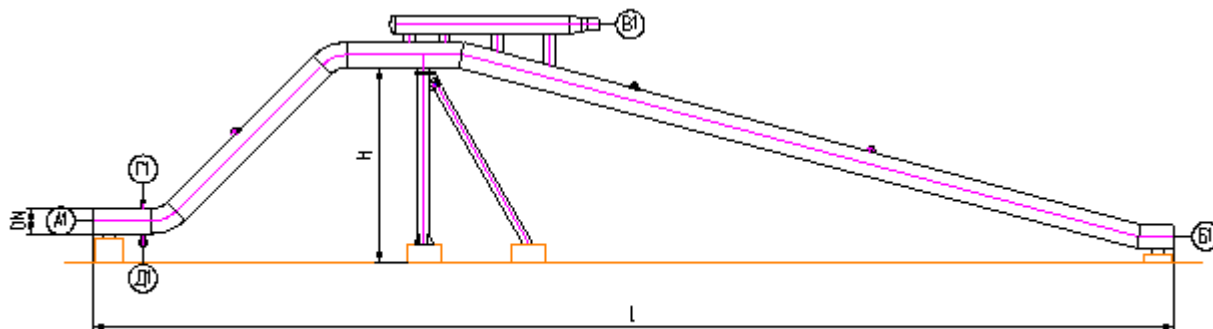


Рисунок 3.1 – УПОГ с многоточечным горизонтальным устройством отбора газа

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). Например:

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

| Пласт | Средняя | Средняя толщина | Открытая | Нефтенасы- | Коэффи | Расчленен- |
|-------|---------|-----------------|----------|------------|--------|------------|
|-------|---------|-----------------|----------|------------|--------|------------|

| | глубина, м | Общая, м | Эффект, м | пористость, % | ценность % | цент песчани- стости | ность |
|---------------------------------|---------------|----------|--------------|------------------|------------|----------------------------|-------|
| 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 |
| АС ₁₁ ⁰ | 2597 | 20,3 | 1,9 | 17,2 | 57,0 | 0,091 | 2,0 |
| АС ₁₁ ¹ | 2672 | 47,3 | 6,4 | 17,6 | 66,6 | 0,191 | 6,1 |
| АС ₁₁ ²⁻⁴ | 2716 | 235,3 | 4,9 | 17,6 | 67,2 | 0,183 | 4,5 |
| АС ₁₂ ² | 2752 | 26,7 | 4,0 | 17,7 | 67,5 | 0,164 | 3,3 |
| АС ₁₂ ³⁻⁴ | 2795 | 72,8 | 12,8 | 18,0 | 69,8 | 0,185 | 9,3 |

Наименование таблицы следует печатать в виде заголовка, по левому краю. При этом заголовков 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.

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 использованной литературы

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 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 ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

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

2. Вайшток С.М., Новоселов В.В., Прохоров А.Д. Трубопроводный транспорт газа. - М.: Т.1 – 2002. – 105 С.

3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебное пособие. – М.: Нефть и газ РГУ им. И.М. Губкина, 2006. – 320 С.

4. Закожурников Ю.А. Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие для СПО. - Волгоград: Ин-Фолио, 2010. - 176 С.

5. Закожурников Ю.А. Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа. - Волгоград: Ин-Фолио, 2010. - 432 С.

6. Закожурников Ю.А. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для СПО. - Волгоград: Ин-Фолио, 2010. - 432 С.

7. 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.

8. Катц Д. Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. - М.: Недра, 1995. – 207 С.

9. Кабиров М.М., Гумеров О.А. Сбор, промысловая подготовка продукции скважин. - Уфа: УГНТУ, 2003. - 70 С.

10. Лебедев 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.

11. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов. – 3-е изд., стереотипное. Перепечатка со второго издания 1979 г. – М.: Альянс, 2005. – 319 С.

12. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти. – М.: Альянс, 2007. – 94 С.

13. Раздорозный А.А. и др. Охрана труда и производственная безопасность. – М.: Экзамен, 2007. – 89 С.

5 Оформление графической части

5.1 Состав графической части

В курсовой проект могут входить следующие виды чертежей:

1. Схемы расстановки оборудования или технологического процесса;
2. Карты, разрезы, геологические профили;
3. Графики зависимости, диаграммы или таблицы технологических показателей;
4. Чертежи общего вида оборудования

Для курсового проекта объём графической части составляет 1-2 листа формата А1 (584×841 мм).

Допускается графический материал, вставлять в презентацию Power Point, подготовленную для защиты курсового проекта (если она предусмотрена заданием). В этом случае презентацию с графической частью достаточно скопировать на диск.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Тюменский индустриальный университет»
Сургутский институт нефти и газа (филиал)

Ка-

федра «Нефтегазовое дело»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

на тему:

Анализ работы системы сбора и подготовки скважинной продукции в условиях Фёдоровского месторождения

по дисциплине: сбор и подготовка скважинной продукции

Руководитель

Янукян А.П., к.э.н.

(Ф.И.О., ученая степень, ученое звание)

(оценка, подпись)

Студент

Иванов И.И. ЭДНбз 15-2

(Ф.И.О., группа)

(подпись)

Сургут 2020

Приложение Б
Примерное задание

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
«СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА (ФИЛИАЛ)»

Кафедра Нефтегазовое дело
Утверждаю: И.О. зав. кафедрой Головина Н.Я.
«__» _____ 201 г.

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

Студент: _____ группа _____ форма обучения _____

1. Тема работы утверждена приказом по институту _____ 201__ г.

Название темы: **Особенности хранения товарной нефти на Западно-Сургутском месторождении**

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 Краткая геологическая характеристика месторождения

1.3 Характеристика продуктивных пластов

1.4 Свойства пластовых жидкостей и газов

2 Техничко-технологическая часть

2.1 Необходимость хранения товарной нефти на месторождении

2.2 Конструкции стенки и монтаж резервуара

2.3 Оборудование товарного резервуара

2.4 Предотвращение потерь нефти при хранении ее в резервуарах

2.5 Расчет потерь легких фракций нефти в товарном резервуаре

2.6 Чистка и ремонт резервуара

4. Охрана труда и окружающей среды

4.1 Промышленная безопасность при хранении нефти

4.2 Охрана окружающей среды при хранении нефти

Заключение

Список использованной литературы

Графическая часть:

1. Общий вид дыхательного гидравлического клапана
2. Схема товарного резервуара, с расположенным на нем оборудованием

Дата выдачи задания «__» _____ 201__ г.

Руководитель _____ А.П. Янукия

Задание принял к исполнению «__» _____ 201__ г.

(подпись студента)

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

Приложение В

КР.21.03.01.12/23.01.2017.ПЗ

21.03.01 – шифр специальности;

12/23 – номер приказа на закрепление тем курсовых проектов;

01 – порядковый номер студента по списку в журнале.

Приложение Г

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 58 | Лист |
| | | | | | КР.21.03.01.12/23.01.2017.ПЗ | 2 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

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 | 3 | 4 | 5 |
| ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | ПКС-5.1 Выбор видов промысловой документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности | Знать: методические материалы, формы отчетности и алгоритмы создания промысловой документации | Не знает методические материалы, формы отчетности и алгоритмы создания промысловой документации | Частично знает методические материалы, формы отчетности и алгоритмы создания промысловой документации | Знает методические материалы, формы отчетности и алгоритмы создания промысловой документации, но допускает отдельные неточности | Знает методические материалы, формы отчетности и алгоритмы создания промысловой документации |
| | | Уметь: создавать отчетную и промысловую документацию | Не умеет создавать отчетную и промысловую документацию | Умеет создавать отчетную и промысловую документацию с ошибками | Умеет создавать отчетную и промысловую документацию, с незначительными ошибками | Умеет создавать отчетную и промысловую документацию |
| | | Владеть: навыками оформления документации в соответствии с требованиями | Не владеет навыками оформления документации в соответствии с требованиями | Слабо владеет навыками оформления документации в соответствии с требованиями | Хорошо владеет навыками оформления документации в соответствии с требованиями | Уверенно владеет навыками оформления документации в соответствии с требованиями |
| | ПКС-5.2 Анализирует и формирует заявки на промысловые исследования и работы, потребность в материалах | 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, но допускает неточности | Знает методы анализа технологических процессов и оборудования для их реализации, как объектов системы 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 | 3 | 4 | 5 |
| | | Уметь: выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование | Не умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование | Частично умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование | Умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование, с незначительными ошибками | Умеет выбирать рациональные технологические процессы изготовления продукции отрасли, эффективное оборудование |
| | | 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 | Слабо владеет навыками контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством | Хорошо 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-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | ПКС-6.1 Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений | 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, но допускает незначительные ошибки | 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 умеет рассчитывать и проектировать основные элементы производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции | Хорошо 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 | 3 | 4 | 5 |
| | | 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 | Слабо владеет навыками анализа и классификации основных производственных процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции | Хорошо 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-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы | 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, но допускает незначительные ошибки | 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 умеет рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов | Хорошо умеет рассчитывать основные качественные показатели, выполнять анализ эффективности работы технологических объектов | Уверенно умеет 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 | | Не владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции | Слабо владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции | Хорошо владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем систем сбора и подготовки скважинной продукции | Отлично владеет навыками анализа технологических процессов, как объекта управления и выбора функциональных схем 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 | 3 | 4 | 5 |
| | ПКС-6.3 Планирование и разработка производственных процессов с учетом новых технологий, материалов и оборудования | 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, но допускает незначительные ошибки | Знает 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 | Не умеет выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции | Слабо умеет выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции | Хорошо умеет выбирать современные технологии, инструментальные средства, материалы и оборудование для организации технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции | Уверенно 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 | Хорошо владеет навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования | Отлично владеет навыками проектирования типовых производственных процессов с использованием современных технологий, материалов и оборудования |
| ПКС-12 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового | ПКС-12.1 Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования | Знать: способы сбора, анализа и систематизации данных для проектирования | Не знает способы сбора, анализа и систематизации данных для проектирования | Частично знает способы сбора, анализа и систематизации данных для проектирования | Знает способы сбора, анализа и систематизации данных для проектирования, но допускает незначительные ошибки | Знает способы сбора, анализа и систематизации данных для проектирования |

| 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 | 3 | 4 | 5 |
| <p>производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p> <p>ПКС-12</p> <p>Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p> | | Уметь: использовать оборудование которое осуществляет сбор, хранение и систематизацию исходных данных | Не умеет использовать оборудование которое осуществляет сбор, хранение и систематизацию исходных данных | Слабо умеет использовать оборудование которое осуществляет сбор, хранение и систематизацию исходных данных | Хорошо умеет использовать оборудование которое осуществляет сбор, хранение и систематизацию исходных данных | Уверенно умеет использовать оборудование которое осуществляет сбор, хранение и систематизацию исходных данных |
| | | Владеть: навыками сбора, обработки, анализа и систематизации исходных и экспериментальных данных | Не владеет навыками сбора, обработки, анализа и систематизации исходных и экспериментальных данных | Слабо владеет навыками сбора, обработки, анализа и систематизации исходных и экспериментальных данных | Хорошо владеет навыками сбора, обработки, анализа и систематизации исходных и экспериментальных данных | Отлично владеет навыками сбора, обработки, анализа и систематизации исходных и экспериментальных данных |
| | ПКС-12.4 | Знать: систему автоматизации технологических процессов и производств, средства автоматизации и управления, современные методы и средства автоматизации | Не знает систему автоматизации технологических процессов и производств, средства автоматизации и управления, современные методы и средства автоматизации | Частично знает систему автоматизации технологических процессов и производств, средства автоматизации и управления, современные методы и средства автоматизации | Знает систему автоматизации технологических процессов и производств, средства автоматизации и управления, современные методы и средства автоматизации, но допускает незначительные ошибки | Знает систему автоматизации технологических процессов и производств, средства автоматизации и управления, современные методы и средства автоматизации |
| | ПКС-12.1 | Уметь: выбирать технологии, инструментальные средства и средства вычислительной техники при оформлении проектов | Не умеет выбирать технологии, инструментальные средства и средства вычислительной техники при оформлении проектов | Слабо умеет выбирать технологии, инструментальные средства и средства вычислительной техники при оформлении проектов | Хорошо умеет выбирать технологии, инструментальные средства и средства вычислительной техники при оформлении проектов | Уверенно умеет выбирать технологии, инструментальные средства и средства вычислительной техники при оформлении проектов |
| | | Владеть: навыками проектирования типовых технологических процессов изготовления продукции | Не владеет навыками проектирования типовых технологических процессов изготовления продукции | Слабо владеет навыками проектирования типовых технологических процессов изготовления продукции | Хорошо владеет навыками проектирования типовых технологических процессов изготовления продукции | Отлично владеет навыками проектирования типовых технологических процессов изготовления продукции |
| | | Оформляет текстовую и графическую части проекта при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли | | | | |
| | | Осуществляет сбор, анализ и систематизацию исходных данных для проектирования | | | | |
| | | | | | | |

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 | + |

Заведующий кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.

Библиотекарь II категории _____ /А.Д.Кодрян /
 (подпись)

« ____ » _____ 20__ г.

**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.