

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

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

Оборудование для добычи нефти

21.03.01 Нефтегазовое дело

**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи нефти**

очно-заочная

Фонд оценочных средств разработан 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 Оборудование для добычи нефти.

Фонд оценочных средств рассмотрен на заседании кафедры Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

Протокол № 9 от «15» мая 2019 г.

Заведующий кафедрой



А.В. Козлов

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой



А.В. Козлов

«15» мая 2019 г.

Фонд оценочных средств разработал:

Е.С. Торопов, доцент кафедры ТТНК



1. Результаты обучения по дисциплине

Таблица 1.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
<p>ПКС-2 Способность проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-2.1 Учитывает назначение, правила эксплуатации и ремонта нефтегазового оборудования</p>	<p>Знать: схемы и принципы работы установок нефтегазового оборудования</p>
		<p>Уметь: проводить расчеты основных рабочих параметров нефтегазового оборудования</p>
		<p>Владеть: навыками расчетов и конструированием основных типов нефтегазового оборудования</p>
	<p>ПКС-2.3 Анализирует параметры работы технологического оборудования</p>	<p>Знать: приемы сбора информации об измеряемых и контролируемых параметрах, и состоянии технологического оборудования</p>
		<p>Уметь: выполнять измерения величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов технологического оборудования</p>
		<p>Владеть: способами обеспечения и контроля поддержки режима функционирования технологического оборудования</p>
<p>ПКС-3 Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-3.2 Организует работу по предупреждению и ликвидации аварийных и нештатных ситуаций, в том числе с привлечением сервисных компаний, оценка рисков</p>	<p>Знать: безопасность труда при ведении работ в штатных и нештатных режимах работы оборудования</p>
		<p>Уметь: проводить диагностику неполадок, определять неисправности в работе оборудования</p>
		<p>Владеть: выполнением профилактических работ по предотвращению аварийных ситуаций</p>
	<p>ПКС-3.3 Осуществляет технический контроль</p>	<p>Знать: назначение и правила технической эксплуатации</p>

	состояния и работоспособности технологического оборудования	технологического оборудования
		Уметь: осуществлять техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования
		Владеть: методами контроля работы и устранения мелких неисправностей технологического оборудования

2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма промежуточной аттестации: **зачет**.

Способ проведения промежуточной аттестации: **тестирование**

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОФО, ОЗФО
1	Тестирование
2	Тестирование
3	Тестирование
4	Вопросы для промежуточной аттестации (зачет) по дисциплине

3. Результаты обучения по дисциплине, подлежащие проверке при проведении текущей и промежуточной аттестации

Таблица 3.1

№ п/п	Структурные элементы дисциплины/модуля		Код результата обучения по дисциплине/модулю	Оценочные средства	
	Номер раздела	Дидактические единицы (предметные темы)		Текущая аттестация	Промежуточная аттестация
1	1	Насосы	ПКС-2.1 ПКС-2.3 ПКС-2.4 ПКС-3.2 ПКС-3.3	Тестирование	Тестирование
2	2	Оборудование для фонтанной и штанговой насосной эксплуатации скважин	ПКС-2.1 ПКС-2.3 ПКС-2.4 ПКС-3.2 ПКС-3.3	Тестирование	Тестирование
3	3	Оборудование для бесштанговой и газлифтной эксплуатации скважин	ПКС-2.1 ПКС-2.3 ПКС-2.4 ПКС-3.2 ПКС-3.3	Тестирование	Тестирование
4	4	Компрессоры	ПКС-2.1 ПКС-2.3 ПКС-2.4 ПКС-3.2 ПКС-3.3	Тестирование	Тестирование
5	5	Оборудование для	ПКС-2.1	Тестирование	Тестирование

		подземного ремонта скважин	ПКС-2.3 ПКС-2.4 ПКС-3.2 ПКС-3.3		
6	6	Оборудование для проведения технологических операций в скважинах	ПКС-2.1 ПКС-2.3 ПКС-2.4 ПКС-3.2 ПКС-3.3	Тестирование	Тестирование
7	7	Агрегаты для обслуживания ремонта и монтажа нефтегазпромыслового оборудования	ПКС-2.1 ПКС-2.3 ПКС-2.4 ПКС-3.2 ПКС-3.3	Тестирование	Тестирование

4. Фонд оценочных средств

4.1. Фонд оценочных средств, позволяющие оценить результаты обучения по дисциплине, включает в себя оценочные средства для текущей аттестации и промежуточной аттестации.

4.2. Фонд оценочных средств для текущей аттестации включает:

- перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации – 15 шт. (Приложение 1);
- перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации – 15 шт. (Приложение 2);
- перечень тестовых вопросов к третьей текущей аттестации – 20 шт. (Приложение 3);

4.3. Фонд оценочных средств для итоговой аттестации включает:

Вопросы для промежуточной аттестации (зачет) по дисциплине – 90 шт., размещены в Приложении 4.

**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)

Кафедра нефтегазовое дело

Перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации

1. Какое давление называется избыточным
 - a) давление, выше давления насыщенных паров
 - b) давление, выше рабочего давления
 - c) давление, выше предельно допустимого давления
 - d) давление, выше атмосферного
2. Назовите неправильную причину отсутствия и снижения подачи и напора центробежных насосов:
 - a) Недостаточное заполнение насоса жидкостью;
 - b) Засорение рабочих колес;
 - c) Нарушение центровки вала насоса с валом электродвигателя;
 - d) Уменьшение числа оборотов электродвигателя.
3. Центробежные насосы это:
 - a) насос, в котором движение жидкости и необходимый напор создаются за счёт центробежной силы, возникающей при воздействии лопастей рабочего колеса на жидкость
 - b) один из видов объёмных гидромашин, в котором вытеснителями являются один или несколько поршней (плунжеров), совершающих возвратно-поступательное движение
 - c) насос, в котором роль поршня выполняет гибкая пластина-диафрагма, закреплённая по краям и изгибающаяся под действием рычажного механизма или переменного давления среды
4. Центробежные насосы бывают:
 - a) одноступенчатые и многоступенчатые
 - b) только одноступенчатые
 - c) только многоступенчатые
5. Какие насосы относятся к гидростатическим?
 - a) поршневой, плунжерный, диафрагменный;
 - b) центробежный, вихревой, осевой;
 - c) поршневой, плунжерный, вихревой;
 - d) диафрагменный, центробежный, плунжерный
6. Установить технологический режим работы фонтанной скважины – это...:
 - a) выбрать параметры работы фонтанного подъемника, которые обеспечивают заданный дебит при работе без осложнений;
 - b) исследовать параметры работы скважины;

- с) установить причины прекращения подачи фонтанной скважины
7. При исследовании фонтанной скважины основными измеряемыми параметрами являются:
- а) дебит скважины, забойное и устьевое давления, газовый фактор, содержание мех примесей и парафина;
 - б) глубина спуска труб, статический уровень жидкости, обводненность продукции;
 - с) глубина погружения труб под уровень жидкости, проницаемость пород, пористость продуктивного пласта
8. Графическая зависимость параметров исследования от диаметра штуцера называют:
- а) индикаторными кривыми;
 - б) характеристикой подъемника;
 - с) регулировочными кривыми
9. Автоматизация фонтанных скважин заключается :
- а) в контроле забойного и устьевого давления;
 - б) в контроле наличия поступления жидкости и предупреждении открытого фонтанирования;
 - с) в контроле установленного технологического режима работы скважины
10. При обслуживании фонтанной скважины :
- а) проверяется повреждение и комплектность оборудования, наличие утечек, контролируются параметры работы скважины;
 - б) продувают вентили, измеряют давление в межколонном пространстве, красят наземное оборудование, отбирают пробы жидкости;
 - с) производят проверку и в случае необходимости ремонт измерительных приборов, устраняют утечки нефти и газа, проводят исследование параметров работы скважины
11. Область применения УШСН по производительности (Q , т/сут.) и глубине спуска (H , м):
- а) 0,1–15,0 т/сут., до 150 м;
 - б) до 150 т/сут., до 3400 м;
 - с) 1000 т/сут., до 3000 м.
12. Выделите подземное оборудование УШСН.
- а) НКТ;
 - б) станок-качалка;
 - с) оборудование устья;
 - д) штанги насосные;
 - е) ШСН.
13. Выделите параметры, которые указываются в шифре ШСН.
- а) диаметр плунжера;
 - б) нагрузка осевая;
 - с) длина хода плунжера;
 - д) глубина спуска насоса;
 - е) группа посадки.
14. Укажите вид, материал насосных штанг.
- а) стальные;
 - б) стеклопластик;
 - с) свинцовые;

- d) трубчатые;
- e) непрерывные («кород»).

15. Какие могут быть поперечные сечения насосных штанг?

- a) квадратное;
- b) полуэллипсное;
- c) кольцевое;
- d) круглое.

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 2 балла;

за неправильный ответ – 0 баллов.

**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)

Кафедра нефтегазовое дело

Перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации

1. Глушение скважины жидкостью проводят для предотвращения
 - a) открытого фонтанирования
 - b) выбросов нефти
 - c) освоения
 - d) перфорации

2. Освоение скважины разрешается
 - a) после установки оборудования устья
 - b) после оборудования площадкой
 - c) после проведения инструктажа

3. Критерии выбора вызова притока жидкости из пласта
 - a) пластовое давление
 - b) состав флюидов
 - c) температурный режим
 - d) способ эксплуатации

4. Оборудование для освоения скважин устанавливается от устья скважин на расстоянии.
 - a) 10 м
 - b) 30 м
 - c) 25 м
 - d) 40 м

5. Технологический режим регулируют
 - a) штуцером
 - b) манометром
 - c) запорной арматурой

6. Конструкция газлифтных подъемников создается:
 - a) однорядными лифтами;
 - b) двумя рядами концентрично расположенных труб;
 - c) тремя рядами концентрично расположенных труб;
 - d) четырьмя рядами концентрично расположенных труб.

7. В настоящее время на практике используют следующие методы снижения пусковых давлений:
 - a) гидроразрыв пласта;
 - b) кислотная обработка;

- c) метод задавки жидкости в пласт, метод свабиrowания, метод пусковых отверстий, глубинные газлифтные клапаны;
 - d) тепловая обработка призабойной зоны.
8. Оборудование устья газлифтных скважин аналогично оборудованию:
- a) штанговых насосных скважин;
 - b) погружной центробежной насосной установки;
 - c) фонтанных скважин;
 - d) устанавливается упрощенная фонтанная арматура.
9. Основными видами осложнений при эксплуатации скважин являются:
- a) изменение дебита, падение давления, прекращение подачи нефти, отказ подземного и наземного оборудования, утечка в насосной установке;
 - b) появление воды, вынос песка, образование эмульсии, выход из строя клапанов насоса, утечка в насосной установке;
 - c) обводнение скважины, образование гидратов, песчаных пробок, отложение солей, парафинов, смол, асфальтенов;
 - d) аварийное фонтанирование, преждевременное обводнение, образование песчаных пробок, гидратов и АСПО.
10. Относительная длительность работы скважины оценивается коэффициентом эксплуатации $Kэ$, который представляет собой:
- a) отношение количества добытой нефти к определенной дате эксплуатации к первоначальным запасам;
 - b) отношение суммарного времени работы данной скважины T_i в сутках к общему календарному времени T_{ki} .
 - c) отношение отработанных скважино-дней к календарному времени;
 - d) отношение суммарного времени работы всех скважин, имевших различную длительность
11. С какой целью применяется передвижной компрессор на нефтепромысле ?
- a) для регулирования уровня воды в скважине;
 - b) для регулирования процессом подачи воды в скважину;
 - c) для газлифтной эксплуатации скважины;
12. Виды смазочных материалов, применяемых для смазки компрессоров
- a) твердые и жидкие;
 - b) цилиндрические и компрессорные;
 - c) моторные и турбинные;
13. Виды контрольно – измерительных приборов, применяемых на компрессорах.
- a) показывающие;
 - b) самопишущие;
 - c) дифференциальные;
14. Какой вид компрессора не чувствителен к изменениям плотности газа ?
- a) роторный;
 - b) центробежный;
 - c) поршневой;
15. В чем основное различие оппозитного компрессора ?
- a) встречно противоположное движение поршней;

- b) одностороннее вертикальное движение поршней;
- c) реверсивное направление вращения коленвала;

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 2 балла;

за неправильный ответ – 0 баллов.

Приложение 3

**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)**

Кафедра нефтегазовое дело

Перечень тестовых вопросов к третьей текущей аттестации

1. К текущему ремонту относятся следующие работы:
 - a) термическая обработка, гидравлический разрыв, забуривание второго ствола, изоляция пластовых вод;
 - b) солянокислотная обработка, ликвидация сложных аварий, работы по вскрытию пласта, освоение скважины;
 - c) планово-предупредительный ремонт, ревизия подземного оборудования, замена скважинного насоса, штанг, смена способа эксплуатации;
 - d) изменение глубины подвески насоса, подъем скважинного оборудования, замена НКТ, смена способа эксплуатации, замена скважинного насоса.
2. К капитальному ремонту относятся работы:
 - a) очистка НКТ от парафина и солей, замена скважинного насоса, изменение глубины подвески;
 - b) исправление нарушений в обсадных колоннах, изоляция пластовых вод, забуривание второго ствола, установка временных колонн;
 - c) работы по вскрытию пласта и освоение скважины, гидравлический разрыв пласта, солянокислотные обработки скважин;
 - d) замена НКТ и штанг, смена способа эксплуатации, подъем скважинного оборудования.
3. Скважины, дальнейшее использование которых признано нецелесообразным ликвидируются. Причиной ликвидации может быть:
 - a) прекращение подачи насоса, появление воды, образование песчаных пробок;
 - b) сложная авария, полное отсутствие нефтенасыщенности вскрытых данной скважиной горизонтов;
 - c) полное обводнение скважины законтурной водой и отсутствие в ее разрезе объектов для возврата;
 - d) нахождение скважины в районе предполагаемой застройки жилых массивов, сооружения водохранилища или стихийное бедствие (землетрясение, оползни).
4. Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяются:
 - a) форсированный отбор жидкости;

- b) оптимизация технологических режимов работы;
 - c) осуществление изоляционных работ;
 - d) регулирование процесса разработки.
5. Борьба с образованием песчаных пробок - одна из старейших проблем нефтяной промышленности. Методы предотвращения поступления песка в скважину.
- a) уменьшение дебита скважины;
 - b) крепление пород призабойной зоны;
 - c) спуск в скважину гравийных фильтров;
 - d) оптимизация работы скважины, использование специальных "хвостовиков".
6. Методы ликвидации песчаных пробок
- a) создание высоких депрессий;
 - b) чистка песчаной пробки желонкой;
 - c) применение гидробура;
 - d) прямая, обратная и комбинированная промывка скважины.
7. Вдоль пути движения нефти уменьшаются температура и давление, выделяется газ, поток охлаждается, снижается растворяющая способность нефти, выделяются твердый парафин, асфальтены и смолы. Предотвращение выпадения парафина в НКТ.
- a) промывка горячей нефтью;
 - b) применение ингибиторов парафиноотложений;
 - c) применение гладкостенных труб, обработанных специальными гидрофобными реагентами;
 - d) применение тепловых прогревов колонн НКТ;
8. В настоящее время какие имеются методы и средства для ликвидации осложнений в работе скважин, связанные с отложениями асфальто-смолистых и парафиновых веществ?
- a) применение различных спиртов;
 - b) применение соляной кислоты;
 - c) использование различных скребков;
 - d) тепловые и химические методы.
9. Основные причины отложения солей
- a) выпадение солей из закачиваемой воды (ППД)⁴
 - b) отложение солей из нефтепродуктов;
 - c) несовместимость пластовой воды с закачиваемой водой;
 - d) перенасыщенность вод неорганическими солями.
10. Причины, приводящие к ремонту скважин.
- a) геологические условия разработки
 - b) состояние подземного оборудования
 - c) состояние наземного оборудования
11. Виды вынужденного ремонта
- a) ликвидация обрыва штанг
 - b) повторный ремонт
 - c) смена насоса
12. Виды технологических работ
- a) смена насоса
 - b) смена нкт и штанг

- c) изменение глубины подвески насоса
 - d) подготовка труб и штанг
13. Виды предупредительного ремонта
- a) Смена насоса
 - b) чистка пробок
 - c) прогрев труб и штанг, чистка от парафина
 - d) ликвидация обрыва
14. Виды капитального ремонта
- a) изоляция проявившихся вод
 - b) переход на другой продуктивный горизонт
 - c) СКО
 - d) замена насоса
15. При каком условии может быть допущен ремонт скважин на кусте без остановки соседней скважины?
- a) при условии устного согласования ремонта скважин с руководителем эксплуатирующей организации
 - b) при условии участия представителя заказчика
 - c) при условии осуществления и использования специальных мероприятий и технических средств, предусмотренных планом, утвержденным в установленном порядке.
 - d) при условии участия представителя экологической службы
16. Какой документ предоставляется, кроме плана работ по ремонту скважины, при передаче газлифтной скважины в текущий, капитальный ремонт?
- a) порядок отключения газонагнетательных скважин
 - b) план-схема газонефтепроводных коммуникаций и обвязки всех скважин куста
 - c) план-схема газонефтепроводных коммуникаций и обвязки всех скважин куста с нанесенными размерами и порядком отключения газонагнетательных скважин.
 - d) проектная документация
17. Какой из перечисленных терминов определяется как "комплекс работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважин"?
- a) капитальный ремонт скважин
 - b) текущий ремонт скважин.
 - c) реконструкция скважин
 - d) бурение скважин
18. Допускается ли проведение текущих ремонтов скважин без их предварительного глушения?
- a) не допускается
 - b) допускается, если разработаны дополнительные меры безопасности и согласованы с органами Ростехнадзора
 - c) допускается на скважинах, оборудованных глубинными клапанами-отсекателями, и месторождениях с горно-геологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины.
 - d) допускается в любом случае

19. Конструкция колонной головки, фонтанной арматуры и схемы их обвязки должна обеспечивать:
- a) возможность безопасного проведения технологических операций на скважине и глубинных исследований
 - b) оптимальные режимы при эксплуатации и подземном ремонте скважины
 - c) оптимальные режимы работы скважины, герметизацию трубного, затрубного и межтрубного пространства, возможность технологических операций на скважине, глубинных исследований, возможность отбора проб и контроля устьевого давления и температуры.
 - d) возможность обеспечения правильной центровки обсадных колонн в скважине
 - e) безопасный отбор проб и контроль устьевого давления и температуры, проведение работ при глушении скважины
20. При какой продолжительности перерыва в работе по подъёму и спуску труб устье скважины герметизируется?
- a) разрешается оставлять устье скважины незагерметизированным независимо от продолжительности перерывов в работе
 - b) запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным независимо от продолжительности перерывов в работе.
 - c) запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным
 - d) разрешается оставлять устье скважины незагерметизированным во время обеда

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 2 балла;

за неправильный ответ – 0 баллов.

Приложение 4

**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)**

Кафедра нефтегазовое дело

Вопросы для промежуточной аттестации (зачет)

1. Область применения компрессорного оборудования в нефтяной промышленности.
2. Принцип действия поршневого компрессора.
3. Условия сжатия газа в поршневых компрессорах. Политропный процесс.
4. Идеальная индикаторная диаграмма цикла поршневого компрессора.
5. Работа на сжатие единицы массы газа в компрессоре.
6. Производительность поршневых компрессоров.
7. Объемный коэффициент подачи поршневого компрессора.
8. Принцип получения высоких давлений в поршневом компрессоре.

9. Многоступенчатые поршневые компрессоры.
10. Индикаторная диаграмма двухступенчатого компрессора.
11. Охлаждение сжимаемого газа между ступенями.
12. Принцип расчета системы охлаждения.
13. Конструкция межступенчатых теплообменников.
14. Определение полезной мощности компрессора.
15. Определение эффективной мощности компрессора. КПД компрессора.
16. Принцип действия винтового компрессоров.
17. Конструкция винтового компрессора типа 7 ВКГ.
18. Конструкция клапанов поршневых компрессоров.
19. Конструкция уплотнений штоков.
20. Циркуляционная система смазки поршневого компрессора.
21. Прессовая (центральная) система смазки поршневого компрессора.
22. Технологическая схема винтовой компрессорной установки, назначение узлов.
23. Конструкция винтового компрессора.
24. Принцип действия центробежного компрессора.
25. Компоновка центробежного компрессорного агрегата.
26. Конструкция проточной части центробежного компрессора.
27. Уплотнения в центробежных компрессорах.
28. Эксплуатация поршневых компрессоров.
29. Эксплуатация винтовых газовых компрессоров.
30. Эксплуатация центробежных компрессоров.
31. Конструкция и обозначение обсадных труб.
32. Материалы для изготовления обсадных труб, группы прочности.
33. Назначение и параметры устьевого колонного оборудования.
34. Конструкция муфтовых колонных головок.
35. Конструкция клиновых колонных головок.
36. Принцип подвески обсадных колонн в колонной обвязке.
37. Назначение и параметры фонтанных арматур.
38. Классификация фонтанных арматур. Схемы.
39. Тройниковая фонтанная арматура, ее особенности.
40. Крестовая фонтанная арматура, ее особенности.
41. Конструкция трубных головок фонтанных арматур, подвеска НКТ.
42. Конструкция шиберных прямооточных задвижек.
43. Конструкция плашечных прямооточных задвижек.
44. Конструкция кранов фонтанных арматур.
45. Эксплуатация задвижек фонтанных арматур.
46. Эксплуатация кранов фонтанных арматур.
47. Монтаж устьевого колонного оборудования.
48. Монтаж фонтанных арматур.
49. Назначение и конструкция манифольдов фонтанных арматур.
50. Регуляторы дебита фонтанных арматур, конструкция штуцеров.
51. Назначение и конструкция дросселей фонтанных арматур.
52. Назначение и конструкция посадочных ниппелей.
53. Назначение, конструкция и принцип действия клапанов - отсекателей.
54. Конструкция и принцип действия циркуляционных клапанов.
55. Конструкция и принцип действия пакера.
56. Назначение и конструкция газлифтных камер.
57. Конструкция и принцип действия пусковых газлифтных клапанов.
58. Конструкция и принцип действия рабочих газлифтных клапанов.
59. Компрессоры для газлифтной эксплуатации скважин.
60. Газораспределительные батареи.

61. Схема расположения оборудования УЭЦН, назначение узлов.
62. Компоновка модульного скважинного насоса серии ЭЦНМ.
63. Назначение модулей насоса серии ЭЦНМ, конструкция входного модуля.
64. Конструкция модуля-секции ЭЦНМ.
65. Конструкция ступени насоса ЭЦНМ.
66. Назначение и конструкция гидрозащиты типа Г.
67. Назначение и конструкция гидрозащиты типа П, ПД.
68. Конструкция и параметры кабелей.
69. Конструкция и параметры электродвигателя серии ПЭД.
70. Назначение и конструкция обратного и сливного клапанов УЭЦНМ.
71. Назначение комплектных устройств управления УЭЦНМ.
72. Требования к корпусу, валу, ступеням УЭЦНМ.
73. Причины выхода из строя УЭЦНМ.
74. Устьевое оборудование УЭЦНМ.
75. Компоновка погружного агрегата электровинтовой насосной установки, и область применения винтовых скважинных насосов.
76. Принцип действия винтового насоса.
77. Компоновка электровинтового насоса, назначение узлов.
78. Принцип действия диафрагменного скважинного насоса типа ЭДН.
79. Область применения и параметры электродиафрагменной насосной установки.
80. Компоновка насосного агрегата УЭДН.
81. Конструкция насоса типа ЭДН.
82. Сравнительный анализ УЭДН с УЭЦН, 1 ШСНУ.
83. Принципиальная схема расположения оборудования гидропоршневой скважинной насосной установки.
84. Принцип действия гидропоршневого насосного агрегата.
85. Компоновка блочной установки гидропоршневой УГН, назначение блоков.
86. Назначение и оборудование технологического блока УГН.
87. Параметры установки гидропоршневой насосной.
88. Принцип действия струйных насосных установок.
89. Скважинное оборудование струйной установки.
90. Конструкция струйного насоса.

Критерии оценки:

При оценке знаний обучающиеся получают билет с 2 вопросами из выше представленного списка, за каждый правильный ответ – 50 баллов.

Максимальное количество баллов – 100.