

**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:	Скважинная добыча и подземное хранение газа
направление подготовки: направленность:	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ
форма обучения:	очно-заочная

Фонд оценочных средств разработан в соответствии с утвержденным учебным планом от 22.04.2019 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ к результатам освоения дисциплины «Скважинная добыча и подземное хранение газа».

Фонд оценочных средств рассмотрен
на заседании кафедры прикладной математики и естественнонаучных дисциплин

Протокол № _____ от «__» _____ 2019 г.

Заведующий кафедрой _____ О.С. Тамер

Фонд оценочных средств разработал:

Стадник М.Н., ассистент

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 style="text-align: center;">ПКС-2 Способность проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.</p>	<p style="text-align: center;">ПКС-2.2 Выполняет анализ принципов организации и технологии ремонтных работ, методов монтажа, регулировки и наладки оборудования</p>	Знать (З1): виды работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья
		Уметь (У1): анализировать принципы организации и технологии ремонтных работ, методов монтажа, регулировки и наладки оборудования при добыче углеводородного сырья
		Владеть (В1): навыками диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья
	<p style="text-align: center;">ПКС-2.4 Разрабатывает и планирует внедрение нового оборудования</p>	Знать (З2): перспективные направления в области разработки и внедрения нового оборудования
		Уметь (У2): осуществлять планирование нового оборудования в области скважинной добычи
		Владеть (В2): навыками разработки нового оборудования в области скважинной добычи
	<p style="text-align: center;">ПКС-2.5 Обосновывает выбор методов диагностики и технического обслуживания технологического оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.</p>	Знать (З3): методы диагностики, монтажа, регулировки и наладки оборудования.
		Уметь (У3): обосновывать выбор методов диагностики и технического обслуживания технологического оборудования.
		Владеть (В3): методами диагностики и технического обслуживания технологического оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.
<p style="text-align: center;">ПКС-7 Способность организовать работу малых коллективов и групп исполнителей в процессе решения конкретных профессиональных задач в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p style="text-align: center;">ПКС-7.1 Учитывает распределение обязанностей между персоналом производственных подразделений и сервисных подразделений подрядчиков при выполнении работ и технологических процессов нефтегазового производства</p>	Знать (З4): распределение обязанностей между персоналом производственных подразделений и сервисных подразделений подрядчиков при выполнении работ и технологических процессов нефтегазового производства
		Уметь (У4): Учитывать распределение обязанностей между персоналом производственных подразделений и сервисных подразделений подрядчиков при выполнении работ и технологических процессов нефтегазового производства
		Владеть (В4): распределением обязанностей между персоналом производственных подразделений и сервисных подразделений подрядчиков при выполнении работ и технологических процессов нефтегазового производства
	<p style="text-align: center;">ПКС-7.2 Составляет графики выполнения подрядными организациями проектных решений по технологическим работам и процессам нефтегазового производства</p>	Знать (З5): виды технологических работ и процессы нефтегазового производства, выполняемые подрядными организациями
		Уметь (У5): составлять графики выполнения подрядными организациями проектных решений по технологическим работам и процессам нефтегазового производства
		Владеть (В5): способностью организовать работу малых коллективов и групп исполнителей в процессе решения конкретных профессиональных задач в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
	<p style="text-align: center;">ПКС-7.3</p>	Знать (З6): технологические работы, закрепленные

	Анализирует и учитывает информацию о перечне технологических работ, закрепленных за конкретными подрядными и сервисными организациями	за конкретными подрядными и сервисными организациями
		Уметь (У6): учитывать информацию о перечне технологических работ, закрепленных за конкретными подрядными и сервисными организациями
		Владеть (В6): навыками промышленного анализа технологических работ, закрепленных за конкретными подрядными и сервисными организациями
ПКС-13 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.	ПКС-13.1 Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций.	Знать (З7): - принципы выбора нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций в нефтегазовой отрасли.
		Уметь (У7): - выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.
		Владеть (В7): - навыками по составлению проектной, служебной документации в нефтегазовой отрасли.
	ПКС-13.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта.	Знать (З8): основные стандарты и технические условия в области скважиной добычи и подземного хранения газа, специальную научно-техническую и патентную литературу по тематике научных исследований и разработок.
		Уметь (У8): применять результаты промышленных испытаний в области скважиной добычи и подземного хранения газа.
		Владеть (В8): методами проведения исследований в области добычи газа, промышленного контроля и регулирования извлечения углеводородов.

2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма аттестации: зачет.

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОЗФО
1	Устный или письменный опрос
2	Тестирование
3	Реферат
4	Практические занятия

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	Итоговая аттестация
1	1	Состав и свойства природных газов.	ПКС-2 ПКС-7 ПКС-13	устный или письменный опрос, тестирование, реферат.	Устный зачет.
2	2	Влажность газа и образование гидратов.	ПКС-2 ПКС-7 ПКС-13	устный или письменный опрос, тестирование, реферат.	Устный зачет.
3	3	Газовые и газоконденсатные залежи, их основные геологические типы.	ПКС-2 ПКС-7 ПКС-13	устный или письменный опрос, тестирование, реферат.	Устный зачет.
4	4	Эксплуатация газовых и	ПКС-2	устный или пись-	Устный зачет.

		газоконденсатных скважин.	ПКС-7 ПКС-13	менный опрос, тестирование, реферат.	
5	5	Приток газа к скважине. Исследование скважин и пластов.	ПКС-2 ПКС-7 ПКС-13	устный или письменный опрос, тестирование, реферат.	Устный зачет.
6	6	Разработка газовых месторождений.	ПКС-2 ПКС-7 ПКС-13	устный или письменный опрос, тестирование, реферат.	Устный зачет.

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:

- комплект тем рефератов к текущей аттестации – 41 шт. (Приложение 1);
- комплект тестов к аттестации – 26 шт. (Приложение 2);
- темы семинарских занятий к - 7 вариантов (Приложение 3);
- комплект правовых задач к текущей аттестации - 7 варианта (Приложение 4).

4.3. Фонд оценочных средств для промежуточной аттестации включает:

- комплект вопросов к зачету для промежуточной аттестации по дисциплине – 69 шт., размещены в Приложении 5.

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

Темы рефератов

1. Проект освоения добывающих скважин (название месторождения).
2. Проект освоения нагнетательных скважин.
3. Анализ результативности освоения добывающих скважин.
4. Анализ результативности освоения нагнетательных скважин.
5. Оценка степени гидродинамического совершенства скважин по различным методикам.
6. Определение параметров пласта и скважин по их гидродинамическим исследованиям.
7. Проект кислотного воздействия на призабойную зону пласта.
8. Анализ результативности кислотных обработок призабойной зоны пласта.
9. Проект гидравлического разрыва пласта.
10. Анализ результативности гидравлического разрыва пласта.
11. Проект волнового воздействия на призабойную зону пласта.
12. Анализ результативности волнового воздействия на призабойную зону пласта.
13. Проект биотехнологического воздействия на породу пласта.
14. Анализ результативности биотехнологического воздействия на породу пласта.
15. Проект эксплуатации нефтяных скважин фонтанным способом.
16. Анализ работы фонтанных скважин.
17. Исследование влияния обводнённости нефти и диаметра НКТ на длительность фонтанирования скважин.
18. Проект эксплуатации нефтяных скважин газлифтным способом.
19. Анализ работы газлифтных скважин.
20. Проект эксплуатации нефтяных скважин установками штанговых скважинных насосов.
21. Анализ работы скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами.
22. Проект эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов.
23. Анализ работы скважин, оборудованных электроцентробежными насосами.
24. Проект эксплуатации нефтяных скважин установками электровинтовых насосов.
25. Анализ работы скважин, оборудованных электровинтовыми насосами.
26. Проект эксплуатации нефтяных скважин электродиафрагменными насосами.
27. Анализ результативности и совершенствование технологии предотвращения отложений парафина на оборудовании скважин.
28. Анализ результативности и совершенствование технологии удаления отложений парафина с оборудования скважин.

29. Анализ результативности и совершенствование технологии предотвращения отложений минеральных солей на оборудовании скважин.
30. Анализ результативности и совершенствование технологии удаления отложений минеральных солей с оборудования скважин.
31. Анализ результативности и совершенствование технологии борьбы с песком в нефтяных скважинах.
32. Анализ результативности и совершенствование водоизоляционных работ в скважинах.
33. Анализ результативности различных систем термощахтного способа добычи высоковязкой нефти.
34. Проект разработки залежи высоковязкой нефти горизонтальными скважинами.
35. Разработка конструкции забоя скважин, работающих в осложнённых условиях.
36. Анализ работы нагнетательных скважин.
37. Разработка рекомендаций по совершенствованию работы системы поддержания пластового давления.
38. Исследование динамики коэффициента приемистости нагнетательных скважин.
39. Исследование динамики коэффициента продуктивности добывающих скважин.
40. Исследование нефтепромысловых процессов методами математической статистики.
41. Экспериментальные методы исследования нефтепромысловых процессов.

Критерии оценки:

	ответ полный	ответ неполный	ответ отсутствует
Защита реферата			
	10	1-3	0
Итого:	10	1-6	0

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

Тестовые задания.

1. От чего зависит эффективность эксплуатации скважин?

- А) от структуры скважин;
- В) от природных условий, т.е. от физических свойств породы параметров пласта, свойств пластовых флюидов, их изменения в процессе подъема в скважине;
- С) от физических свойств коллекторов;
- Д) от пластового давления и температуры;
- Е) от строения пласта, вида скважин.

2. Какая из нижеприведенных скважин не относится к скважинам эксплуатирующихся в осложненных условиях?

- А) солеотлагающая;
- В) коррозионная;
- С) пескопроявляющая;
- Д) парафиноотлагающая;
- Е) вертикальная.

3. Какую скважину считают коррозионной?

- А) скважину в которой продолжительность непрерывной работы оборудования значительно снижена на 30-40% и более;
- В) скважину из продукции которой в процессе подъема жидкости из нее выделяются и осаждаются на поверхность оборудования различные соли;
- С) скважину, в продукции которой содержится песок (от доле процента дои более);
- Д) скважину, из которой заданное количество жидкости можно отбирать стандартным скважинным оборудованием, снабженным на приеме простым фильтром;
- Е) скважину, в которой в процессе эксплуатации из жидкости выпадают и откладываются на всех частях оборудования кристалла парафина.

4. При каком способе эксплуатации скважин газопровления мешают работе подземного оборудования?

- А) при газлифтной эксплуатации;
- В) при фонтанной эксплуатации;
- С) при насосной эксплуатации;
- Д) при фонтанной и насосной эксплуатации;
- Е) при насосной и газлифтной эксплуатации.

5. Что является причиной разрушения коллектора?

- А) снижение давления и температуры;
- В) напряжения в породе, возникающие при фильтрации жидкостей;
- С) уменьшение дебита скважины, из-за неправильной эксплуатации;
- Д) повышение температуры пласта в процессе разработки залежей;
- Е) нет правильного ответа.

6. Укажите метод не относящийся к методам борьбы с пескопроявлением?

- А) применение забойных фильтров (хвостовиков) различных конструкций, применение гравийных фильтров, ограничение отбора жидкости, крепление пород призабойной зоны различными цементирующими песком веществами, закачка в призабойную зону крупнозернистого песка и т.л.;
- В) создание высокой скорости откачки, подбор соответствующих диаметров трубы конструкции подъемников, использование трубчатых штанг при насосной эксплуатации, подлив и подкачка жидкости в скважину;
- С) применение различных защитных приспособлений при штанговой насосной добыче нефти (фильтров, газопесочных якорей и т.д.);
- Д) проведение тепловой обработки скважин, электрический подогрев труб;
- Е) удаление пробки гидробуром, промывка ее водой, нефтью, пеной и т.д.

7. Как воздействует на работу фонтанной и газлифтной скважины наличие свободного газа в призабойной зоне при подкачке нефти в скважины?

- А) Наличие свободного газа в призабойной зоне уменьшает нефтепроницаемость пород;
- В) Наличие свободного газа в призабойной зоне увеличивает нефтепроницаемость пород;
- С) наличие свободного газа в призабойной зоне, затрудняет запуск скважины;
- Д) Наличие свободного газа в призабойной зоне, может вызвать осаждение мелкодисперсных частиц глины, смешиваясь с нефтью;
- Е) Наличие свободного газа в призабойной зоне приводит к нарушению работы скважины, т.к. концентрация песка в нефти повышается.

8. Укажите правильный подбор размеров зерен гравия при использовании гравийных фильтров?

- А) Фильтр должен задерживать по массе 70-80% крупных и пропускать не более мелких частиц;
- В) Фильтр должен задерживать по массе 80-90% крупных и пропускать не более мелких частиц;
- С) Использование гравийных фильтров всегда достигает своей цели. можно не учитывать размеров зерен;
- Д) Фильтр должен задерживать по массе 20-30% крупных и пропускать не более мелких частиц;
- Е) Размер зерен гравия должен быть таким, чтобы через фильтр выносились из пласта частицы, составляющие скелет пород.

9. От каких факторов зависит интенсивность поступления песка из пласта в скважину, т.е. его концентрация в жидкости?

- А) от вязкости;
- В) от температуры пласта;
- С) от степени цементированности пород, скорости отбора жидкости, ее вязкости и т.д.;
- Д) от плотности жидкости и ее вязкости;
- Е) от давления пласта и дебита скважины.

10. Сколько содержит парафина нефти месторождений Мангышлака?

- А) 10-20%
- В) 30%
- С) 15%
- Д) 10-15%
- Е) 20%

11. Укажите в каких пределах изменяется плотность парафина?

- А) от 600 до 750 кг/м³
- В) от 830 до 900 кг/м³
- С) от 500 до 860 кг/м³
- Д) от 880 до 915 кг/м³
- Е) от 770 до 800 кг/м³

13. Недостаток применения механических приспособлений при штанговой насосной добыче нефти?

- А) большая затрата времени;
- В) трудоемкость проведения этого мероприятия;
- С) увеличение нагрузки на головку балансира станка качалки, что вызывает увеличение затрат электроэнергии и это может привести к преждевременному обрыву штанг;
- Д) применение механических приспособлений приводит к большим затратами к увеличению времени ремонта;
- Е) нет правильного ответа.

14. Укажите температуру начала кристаллизации парафина.

- А) 15-35 СВ) 30-45 0С
- С) 42-55 0С
- Д) 20-42 СЕ) 35-40 0С

15. Укажите причины выпадения парафина из нефти?

- А) действие коррозионной среды, т.е. содержание в продукции сероводорода или других агрессивных веществ;
- В) чрезмерное обводнение продукции пластов и скважин;
- С) периодичность смачивания труб, при пульсирующей работе фонтанных скважин;
- Д) понижение температуры вследствие расширения газа, при снижении давления, малые скорости движения нефти, шероховатость стенок труб, периодичность смачивания труб;
- Е) перенасыщенность водно-солевых систем при изменении термодинамических условий.

16. Парафин выпадает на остеклованной или покрытой лаком поверхности в ограниченном количестве, слабо удерживается на ней и легко смывается потоком, И это объясняется несколькими причинами.

17. Укажите, неправильный ответ.

- А) небольшие силы сцепления между частицами парафина;
- В) гладкая поверхность покрытия;
- С) плохая смачиваемость поверхности покрытия нефтью;
- Д) утяжение нефти и повышение ее вязкости;
- Е) диэлектрические свойства покрытий, благодаря которым частицы парафина, обладающие электрическим зарядом, не могут взаимодействовать с металлом труб.

18. От какого параметра не зависит высота подъема жидкости в скважине?

- А) вязкости жидкости;
- В) погружения подъемных труб в жидкость;
- С) диаметра подъемных труб;
- Д) плотности жидкости;
- Е) коэффициента продуктивности пласта.

19. О чем свидетельствует снижение давления в затрубном пространстве?

- А) образование пробки на забое или появление воды;
- В) разъедание штуцера;
- С) засорение штуцера;
- Д) пропуск в соединениях;
- Е) образование песчаной пробки в подъемных трубах и отложение парафина.

20. О чем свидетельствует падение буферного давления и повышение затрубного давления (при одном ряде труб)?

- А) образование пробки на забое или появление воды;
- В) разъедание штуцера;
- С) засорение штуцера;
- Д) пропуск в соединениях
- Е) образование песчаной пробки в подъемных трубах и отложение парафина.

21. Какой прибор применяют для измерения нагрузок на штанги?

- А) термометр;
- В) эхолот;
- С) дебитомер;
- Д) динамограф;
- Е) расходомер.

22. Как определяется коэффициент подачи насоса?

- А) объемным соотношением газа и нефти;
- В) отношением фактической подачи к теоретической;
- С) отношением объема жидкости, фактически поступающей в насос к объему цилиндра при верхнем положении плунжера;
- Д) отношением объема вредного пространства насоса к объему цилиндра;
- Е) отношением объема воды к объему пор в породе.

23. На что рассчитывают эксплуатационные колонны в газовых скважинах?

- А) на внутреннее давление, соответствующее статическому давлению после вызова притока газа;
- В) на температуру около лежащих пород;
- С) на давление пласта;
- Д) на суточный дебит скважины;
- Е) нет правильного ответа.

24. Сколько процентов рабочего давления составляет давление опрессовки фонтанной арматуры?

- А) В) С) не более Д) Е. Куда поступает газ после выхода из скважины?
- А) в газосборный коллектор;
- В) в сепараторы или водосборники;

- С) в замерный участок;
- Д) в патрубок;
- Е) в газопроводы.

25. Укажите ответ, который не относится к ряду недостатков применения метанола для ликвидации и предупреждения образования гидратов?

- А) метанол – сильный яд, вызывающий отравление не только при попадании внутрь организма, но и при вдыхании его паров;
- В) в рабочий бачок этот реагент закачивается ручным насосом, на что оператор расходует много времени;
- С) применение метанола связано с удорожанием себестоимости газа;
- Д) это приводит к порче изоляции трубопроводов, арматуры и аппаратуры и опасен в пожарном отношении;
- Е) нет правильного ответа.

26. Какой из нижеприведенных из мероприятий не относится к мероприятиям для уменьшения коррозии (устранения металлических сальников)?

- А) покрывают внутренние поверхности труб лаком, стеклом или эмалью;
- В) осушают воздух в конденсационных горшках;
- С) вместе с сжатым воздухом подавать в скважину жидкий деэмульгатор;
- Д) периодически изменяют направление движения воздуха с кольцевой системы на центральную и наоборот;
- Е) подавать в скважину с помощью дозировочных насосов вместе с воздухом поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Критерии оценки:

- за каждый правильный ответ – 1 балл;
- за неправильный ответ – 0 баллов.

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

Самостоятельная работа

Самостоятельная работа №1. «Способы организации производственного процесса ремонта оборудования».

Цель работы: Ознакомить студентов со способами организации производственного процесса ремонта нефтепромыслового оборудования, применяемыми методами планово-предупредительной системы ремонта.

Методические рекомендации:

1. Изучить способы организации производственного процесса ремонта оборудования и требования, предъявляемые к процессу ремонта нефтепромыслового оборудования.
2. Изучить особенности технологии ремонта нефтепромыслового оборудования.
3. Уяснить правила организации производственного процесса ремонта нефтепромыслового оборудования.

Контрольные вопросы:

1. Особенности технологии организации производственного процесса ремонта нефтепромыслового оборудования.
2. Какие виды ремонтов нефтепромыслового оборудования вы знаете?
3. Как влияет качество ремонта нефтепромыслового оборудования на показатели работы?

Самостоятельная работа №2: «Ультразвуковая дефектоскопия деталей нефтепромыслового оборудования».

Цель работы: ознакомление с аппаратурой ультразвуковой дефектоскопии, а также овладение практическими навыками по отысканию глубинных пороков и трещин в деталях нефтепромыслового оборудования и их расшифровке.

Методические рекомендации:

Изучить методы дефектоскопии деталей нефтепромыслового оборудования. Ознакомиться работой аппаратуры ультразвуковой дефектоскопии. Овладеть практическими навыками по отысканию глубинных пороков и трещин в деталях нефтепромыслового оборудования и агрегатов и их расшифровке.

Контрольные вопросы:

1. На чем основан метод дефектоскопии с помощью ультразвука?
2. В каких случаях применяют наклонные, а в каких прямые искательные головки?

3. Какие частоты считаются ультразвуковыми?
4. Что является источником УЗК в приборе?
5. Какие методы дефектоскопии кроме ультразвуковых вы знаете?

Самостоятельная работа №3: «Ремонт силовых установок нефтепромыслового оборудования».

Цель работы: Практическое ознакомление (изучение) с процессами ремонта силовых агрегатов (двигатели внутреннего сгорания, электродвигатели) нефтепромыслового оборудования.

Методические рекомендации:

1. Ознакомьтесь с работой дизельного силового агрегата его возможными неисправностями в процессе работы и организацией технологического процесса его ремонта.
2. Изучить последовательность разборки и сборки деталей силового агрегата, методы определения их ремонтпригодности и дефектовки.
3. Ознакомьтесь с работой электрического силового агрегата его возможными неисправностями в процессе работы и организацией технологического процесса его ремонта.
4. Проанализировать результаты и сделать выводы.
5. Составить отчет по выполненной работе.

Контрольные вопросы:

1. Перечислить факторы, влияющие на изнашивание деталей двигателей внутреннего сгорания.
2. Какие методы обнаружения неисправностей вы знаете?
3. Перечислите виды износов деталей цилиндро-поршневой группы дизелей.
4. Какие конструктивные мероприятия, направленные на защиту трущихся узлов силовых агрегатов вы знаете?
5. Перечислите основные требования, предъявляемые к процессу ремонта двигателей внутреннего сгорания.

Самостоятельная работа №4: «Ремонт погружных штанговых насосов».

Цель работы: Ознакомление студентов с методикой ремонта погружных штанговых насосов, выверки и регулировки штанг и научить их практическим приемам по проведению текущего и капитального ремонтов.

Методические рекомендации:

1. Изучить способы разборки и сборки и ремонта погружных штанговых насосов.
2. Изучить методику определения износов элементов погружных штанговых насосов.
3. Перечислите основные требования, предъявляемые к процессу ремонта погружных штанговых насосов.

Контрольные вопросы:

1. Перечислите возможные виды неисправности погружных штанговых насосов.
2. С чем связано требование, контроля состояния штанг погружных штанговых насосов?
3. Перечислите возможные причины появления неисправностей погружных штанговых насосов.

Самостоятельная работа №5: «Определение износа типовых деталей нефтепромыслового оборудования».

Цель работы: ознакомление контактным методом измерения износа валов, подшипников коленчатого вала, гильзы цилиндра.

Методические рекомендации:

1. Изучить контактный метод определения износа типовых деталей.
2. Измерить величину биения коренных шеек коленчатого вала.
3. Определить овальности и конусности шеек коленчатого вала.
4. Определить овальность и конусность гильзы цилиндра индикаторным нутромером.
5. Определение износа и ступенчатости вкладышей.

Контрольные вопросы:

1. Какие методы по определению износа деталей вы знаете?
2. Какую оснастку и оборудование необходимо для выполнения работ?
3. Как выполняются работы по определению износа типовых деталей?

Самостоятельная работа №6: «Способы очистки деталей нефтепромыслового оборудования».

Цель работы: Ознакомление со способами очистки деталей и узлов оборудования, применяемые при капитальном ремонте.

Методические рекомендации:

1. Изучить способы очистки деталей и классификацию очищающих средств.
2. Ознакомиться техникой безопасности при работе с ядовитыми и взрывоопасными веществами.
3. Изучить техническую документацию на оборудования для очистки и мойки деталей и узлов машин.

Контрольные вопросы:

1. С какой целью производится многократная мойка оборудования, узлов и деталей?
2. Какие виды загрязнений являются наиболее трудоемкими?
3. Какие технические жидкости наиболее опасны для организма человека?
4. Какие меры предосторожности необходимо использовать при обращении с вредными для организма человека растворами?
5. Перечислите инструмент и оборудование, необходимые для мойки оборудования?

Самостоятельная работа №7: «Смазочные материалы и смазка нефтепромыслового оборудования».

Цель работы: ознакомление со смазочными материалами, применяемые при эксплуатации и ремонте нефтепромыслового оборудования, изучение рекомендаций по смазке оборудования.

Методические рекомендации:

1. Ознакомиться с общими сведениями о смазочных материалах.
2. Ознакомиться с организацией смазочного хозяйства и мероприятиями, проводимыми при эксплуатации и ремонте оборудования.

3. Рассчитать ориентировочно месячный расход масел и смазок с учетом типа и количества оборудования и машин.

Контрольные вопросы:

1. Чем объясняется многообразие ассортимента смазочных материалов?
2. Какой основной показатель характеризует смазочный материал?
3. Чем отличаются синтетические масла от нефтяных?
4. С какой целью в смазочные материалы добавляются присадки?
5. Как осуществляет смазку оборудования?

**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)
Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

Практические занятия

Практическое занятие №1.

Расчет выбора песка для создания гравийного фильтра. Крепление призабойной зоны пласта фенолформальдегидной смолой.

Задание 1.

Определить размер частиц песка, которые могут быть вынесены из пласта без нарушения устойчивости его скелета и критическую скорость выноса, если известны: внутренний диаметр скважины коэффициент пористости пластового песка коэффициент фильтрации K_f , кинематическая вязкость нефти μ_n , плотность нефти ρ_n .

Методические рекомендации.

При расчете необходимо учитывать фракционный состав песка $d > 0,25$ мм -35%; $d = 0,25 \div$ мм $d = 0,1 \div$ мм $d < 0,01$ - Сначала определив диаметр шарообразной частицы, которая может свободно пройти через сечение порового канала породы, нужно определить критическую скорость их выноса.

Задание 2.

Произвести расчет крепления призабойной зоны пласта фенолформальдегидной смолой, т.е. рассчитать необходимое количество фенолформальдегидной смолы и продажной нефти, если известны следующие исходные данные интервал фильтра скважины, диаметр эксплуатационной колонны, глубина статического уровня, коэффициент пористости пород призабойной зоны, эффективная толщина пласта, внешний диаметр зоны крепления внутренний диаметр заливочных труб, глубина спуска колонны заливочных труб.

Методические рекомендации.

При температуре забоя скважины выше и ниже $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$, применяя две разновидности технологии крепления фенолформальдегидной смолой, определяются необходимое количество этой смолы и объем продажной нефти $O_{сн}$ [83-84], [88-91].

Контрольные вопросы.

1. Как нужно создать гравийные фильтры.
2. Какими должны быть размеры зерен гравия.
3. Какие условия нужно выполнять для выноса мелких частиц.
4. От чего зависит критическая скорость выноса мелких частиц.

5. В чем заключается технология крепления призабойной зоны скважин фенолформальдегидной смолой.

6. Чем отличается технология крепления при температуре забоя ниже 700 С.

Практическое занятие №2.

Расчет чистки песчаных пробок гидробуром.

Задание.

При известной глубине скважины H , диаметре эксплуатационной колонны мощности песчаной пробки h , плотности песчаной пробки ρ , плотности жидкости в скважине $\rho_ж$, диаметре каната d , определить необходимую мощность двигателя и время на чистку песчаной пробки гидробуром.

Методические рекомендации.

Чистка производится гидробуром БГ-100М с подъемниками ЛПТ-8 на канате диаметром d к, поэтому в расчете использовать техническую характеристику подъемника ЛПТ-8 (таблица 6). А для определения веса поднимаемого груза вес m стального каната берется из таблицы Таблица 6- Некоторые параметры подъемника ЛПТ-8. Скорость лебедки. Частота вращения барабана, об/мин. Скорость навивки каната на барабан, м/с.

Контрольные вопросы.

1. Что с собой представляет гидробур.
2. Для чего определяют вес поднимаемого груза.
3. Для чего определяют скорость подъема и скорость спуска гидробура.
4. Какие работы включает в себя продолжительность одного рейса гидробура.
5. От чего зависит число рейсов?

Практическое занятие №3.

Расчет тепловой обработки скважин. Расчет промышленного процесса тепловой обработки пласта.

Задание 1.

Определить необходимый объем нефти для прокачки, если известны следующие параметры внутренний диаметр труб D , наружный диаметр d второго ряда труб, объем емкости для прогрева Q_1 , объем системы манифольда Методические рекомендации. При расчете следует учесть, что вовремя прокачки нефти происходит частичное поглощение ее в фильтровую зону. Поэтому вводится поправочный коэффициент $R=2$. Расчет ведется без учета статистического уровня труб.

Задание 2.

Необходимо определить объем пласта, подвергнутого тепловой обработке, количество тепловой энергии, общее количество газа для подогрева, радиус предварительного обогрева пласта, продолжительность нагрева и общую продолжительность тепловой обработки участка пласта, если известны расстояние между эксплуатационными и нагнетательными скважинами, средняя мощность, пористость и остаточная нефтенасыщенность пласта.

Методические рекомендации.

Принимаем, что скважины расположены по семиточечной схеме (шесть эксплуатационных скважин по окружности и одна нагнетательная в центре). Лабораторными опытами установ-

лено, что для сгорания м газа требуется 9,5 м воздуха.
Доп.: 8[187-190], 11[93-95], [245-247].

Контрольные вопросы.

1. С какой целью проводят тепловую обработку в скважинах.
2. Из каких условий определяют объем нефти для продавки?
3. Что можно применять для закачки в скважину кроме нефти.
4. От чего зависит объем предварительно подогреваемой призабойной зоны скважин.
5. Как определить абсолютные запасы нефти на начало тепловой обработки.
6. Какое количество нефти можно извлечь из пласта при вытеснении нефти паром?

Практическое занятие №4.

Определение расчетных показателей термокислотной обработки забоя скважин. Расчет катодной защиты трубопровода.

Задание 1.

Известны все параметры скважины, принимая в качестве химического реагента металлический магний, требуется определить необходимое количество товарной соляной кислоты и химических реагентов для очистки забоя скважины.

Методические рекомендации.

Для повышения фильтрационной способности призабойной зоны намечается термокислотная обработка состоящая из двух фаз первая фаза термохимическая обработка, при которой солянокислотный растворы поверхность забоя нагреваются до 348-363 К вторая фаза - обычная солянокислотная обработка призабойной зоны, более эффективная, вследствие высокой температуры нагретой соляной кислоты.

В качестве химического реагента примем металлический магний. Для первой фазы обработки рекомендуется 15%-ный раствор HCl в количестве 0,1 м на 1 кг магния, который в результате реакции его с кислотой выделяет 4520 ккал теплоты. Принимается, что нам эффективной мощности пласта необходимо 0,8 м³ солянокислотного раствора.

Задание 2.

Рассчитать катодную защиту трубопровода мм с удовлетворительным состоянием битумной изоляции, проложенного в грунте с удельным сопротивлением грунта $\rho_{г} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Электроды анодного заземления ЗКЖ-12 расположены в грунте горизонтально. Для дренажной линии использовать алюминиевый провод круглого сечения. Грунты сухие = - 0,95В.

Методические рекомендации.

С учетом старения изоляции трубопровода в процессе его эксплуатации и ухудшения со временем защитных свойств изоляции величину силы тока I_k в точке дренажа для конечного периода работы катодной защиты принимают с трехкратным запасом кн. К установке принимаем станцию катодной защиты типа СКСА – 1200 с номинальной мощностью на выходе 1200 Вт Доп 13[3-7].

Контрольные вопросы:

1. С какой целью проводится термокислотная обработка забоя скважин.
2. Что являются расчетными элементами катодной защиты.
3. Для чего необходима масса материала заземления.

4. Как определяют срок службы анодного заземления.
5. От чего зависит потребляемая мощность сетевой катодной станции?

Практическое занятие №5.

Расчет образования кристаллогидратов при положительных и отрицательных температурах. Условия предотвращения образования гидратных пробок.

Задание 1.

Определить возможность образования кристаллогидратов в скважине, если известны давление на устье скважины P , температура t_u , и относительная плотность газа при этом давлении.

Методические рекомендации.

При расчете числовые коэффициенты B и B_0 выбирают в зависимости от относительной плотности ρ_r из таблицы Таблица 8- Зависимость коэффициентов B и B_0 от относительной плотности ρ_r . Сравнивая температуру на устье с рассчитанной температурой, необходимо установить образование кристаллогидратов.

Задание 2.

Рассчитать суточную потребность диэтиленгликоля, вводимого в газопроводе с целью предотвращения образования гидратных пробок, для следующих условий суточное количество транспортируемого газа V_T , начальное давление в газопроводе P_n , начальная температура t_n , конечное давление P_k и конечная температура t_k , относительная плотность газа.

Методические рекомендации.

Массовое содержание свежего диэтиленгликоля принять равным C . Начальное и конечное влагосодержание определить по рисунку Температура начала гидратообразования t_g определяется для заданных относительной плотности газа и начального давления в газопроводе. При известном массовом содержании отработанного агента C можно определить суточный расход агента. Осн.: 2[206-209].

Контрольные вопросы:

1. Что представляют собой кристаллогидраты?
2. По каким причинам образуются гидраты в скважине и в трубопроводах?
3. Какие агенты применяют при предотвращении образования гидратных пробок?
4. От чего зависит суточный расход агента?

Практическое занятие №6.

Определение утечек жидкости из насосных труб.

Задание.

Определить утечку жидкости из насосных труб путем динамометрирования глубинонасосной установки при известных значениях нагрузок до остановки насоса при полностью заполненных трубах P и после остановки насоса при не полностью заполненных трубах P_n . Время остановки насоса t , внутренний диаметр насосных труб d_m диаметр насосных штанг $d_{ш}$, диаметр плунжера насоса $d_{пл}$, плотность жидкости ρ и глубина скважины H .

Методические рекомендации.

Для определения утечки жидкости из насосных труб снимают две динамограммы одну после установившегося режима работы насоса при полностью заполненных насосных трубах и другую после остановки насоса на известный промежуток времени, т.е. при понижении уровня жидкости в насосных трубах. По динамограммам с учетом масштаба нужно определить нагрузки на сальниковый шток приходе плунжера вверх. Доп.: 8 [127-128], 11.[179-180].

Контрольные вопросы.

- 1.Что такое динамометрирование?
- 2.При помощи чего получают динамограммы.
- 3.Зависит ли объем утечки жидкости от плотности жидкости?
- 4.Как можно определить на какой уровень опускается жидкость за время остановки насоса

Практическое занятие №7.

Расчет и подбор газовых и газопесочных якорей.

Задание.

Подобрать газовый якорь, определить его размеры и коэффициент сепарации, если известны диаметр эксплуатационной колонны D диаметр плунжера насоса $D_{пл}$; длина хода сальникового штока S ; число качаний в минуту n ; глубина насоса под динамический уровень h ; содержание воды в нефти 20%, плотность нефти ρ ; нефть легкая с кинематической вязкостью ν ; общий газовый фактор G ; трубный газовый фактор коэффициент растворимости газа α ; коэффициент использования объема якоря α ; диаметр отделяющихся пузырьков газа Методические рекомендации. По известной площади поперечного сечения плунжера нужно определить площадь сепарационного сечения якоря по формуле Алена. Принимая диаметр корпуса якоря определить число корпусов и по количеству газа, приходящиеся на газовый якорь коэффициент сепарации.Доп.: 8 [128-129], 11. [62-64].

Контрольные вопросы:

- 1.Что являются расчетными элементами катодной защиты.
- 2.Для чего необходима масса материала заземления.
- 3.Как определяют срок службы анодного заземления.
- 4.Отчего зависит Потребляемая мощность сетевой катодной станции
- 5.Планы занятий в рамках самостоятельной работы студентов под руководством преподавателя (СРСР)

Критерии оценки: для обучающихся заочной формы обучения со сроком 5 лет

	Задание выполнено правильно	Имеются недочёты	Задание не выполнено
Вариант № 1.	10	1-9	0
Вариант № 2.	10	1-9	0
Вариант № 3.	10	1-9	0
Вариант № 4.	10	1-9	0
Вариант № 5.	10	1-9	0
Вариант № 6.	10	1-9	0

Вариант № 7.	10	1-9	0
--------------	----	-----	---

**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)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового комплекса
Перечень вопросов к итоговой аттестации (зачет)

1. Система планово-предупредительного ремонта.
2. Физический износ.
3. Для чего служат годовые план-графики ремонта.
4. Что собой представляет производственный участок?
5. Структура и длительность ремонтных циклов и межремонтных периодов.
6. Организация оперативно-технического учета и отчетности.
7. Порядок сдачи оборудования в ремонт. Паспортизация оборудования.
8. Способы организации основного производственного процесса ремонта бурового оборудования.
9. Себестоимость и продолжительность ремонта.
10. Складское хозяйство.
11. Технологические операции ремонта оборудования.
12. Подготовительные работы перед ремонтом оборудования.
13. Разборка оборудования.
14. Особенности ремонта узлов, системы пневматического управления буровых установок.
15. Основные требования по техническому обслуживанию и ремонту компрессоров.
16. Ремонт компрессорных установок.
17. Ремонт автоматических устройств управления компрессором.
18. Ремонт механических частей электропневматического вентиля и разгрузочных устройств.
19. Особенности ремонта насосов.
20. Основные неисправности поршневых насосов и способы их устранения.
21. Последовательность сборки и разборки насосов.
22. Работы, производимые при текущем ремонте насосов.
23. Работы, производимые при капитальном ремонте насосов.
24. Особенности ремонта фонтанной арматуры.
25. Где производится ревизия и ремонт фонтанной арматуры.
26. Какие наиболее сложные детали фонтанной арматуры.
27. Как производится разборка и сборка задвижек.
28. Где производится сборка фонтанной елки.
29. Особенности ремонта оборудования для компрессорной эксплуатации скважин.
30. Особенности ремонта станков качалок.
31. Через какой промежуток осуществляются периодические осмотры станков-качалок.
32. Через какой промежуток осуществляются техническое обслуживание станков-качалок. Через какой промежуток осуществляются текущий ремонт станков-качалок.
33. Через какой промежуток осуществляются капитальный ремонт станков-качалок.
34. Кем производится текущий ремонт станко-качалок.
35. В чем заключается ремонт редукторов станков-качалок.
36. Как восстанавливаются изношенные детали.

37. Основные причины выхода их стоя штанговых насосов.
38. Особенности организационной структуры ремонтных мастерских нефтепромыслового оборудования.
39. Какие работы проводятся в ремонтных мастерских.
40. Какие функции выполняет устройство для очистки наружной поверхности скважинных штанговых насосов.
41. Из чего состоит и как работает устройство для очистки наружной поверхности скважинных штанговых насосов.
42. Каким образом производится процедура извлечения плунжера с помощью устройства для извлечения плунжера.
43. Как осуществляется гидропривод устройства для извлечения плунжера.
44. Как функционирует устройство для очистки внутренней поверхности втулок.
45. Какие задачи в процессе ремонта выполняет гидроустановка.
46. Как работает устройство для отвинчивания штока от плунжера насоса.
47. Из каких частей состоит устройство для отвинчивания штока от плунжера насоса.
48. Функции, выполняемые, установкой для свинчивания насосов.
49. Функции, выполняемые, устройством для очистки внутренней полости плунжера.
50. Из каких основных элементов состоит устройство для очистки внутренней полости плунжера.
51. Функции, выполняемые, устройством для мойки и сушки деталей скважинных штанговых насосов.
52. Из каких основных элементов состоит устройство для мойки и сушки деталей скважинных штанговых насосов.
53. Функции устройства для притирки клапанных пар.
54. Функции устройства для сборки насосов.
55. Из каких элементов состоит устройства для сборки насосов.
56. Функции устройства для извлечения скалок из цилиндра насосов.
57. Из каких элементов состоит устройства для извлечения скалок из цилиндра насосов.
58. Для чего используется устройство для опресовки насосов.
59. Из каких элементов состоит устройство для опресовки насосов.
60. Устройство для опресовки клапанных узлов скважинных штанговых насосов.
61. Из каких элементов состоит устройство для опресовки клапанных узлов скважинных штанговых насосов.
62. Для чего используется оргостнастка для организации ремонта насосов.
63. Особенности ремонта погружных центробежных насосов.
64. В какой последовательности разбирают и собирают погружные центробежные насосы.
65. Особенности ремонта резервуаров.
66. Что необходимо произвести перед ремонтом резервуаров.
67. Ремонт оборудования для интенсификации добычи нефти.
68. Ремонт комплекса оборудования для создания и поддержания внутри пластового горения.
69. Ремонт установки для термической депарафинизации наземного и подземного оборудования.

Критерии оценки:

При оценке знаний обучающиеся получают билет с 30 вопросами из выше представленного списка, за каждый правильный ответ – 1 балл.
Максимальное количество баллов – 30.

