

**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:	Эксплуатация газовых скважин в осложненных условиях
направление подготовки: направленность:	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подзем- ных 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 Эксплуатация газовых скважин в осложненных условиях.

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:

Занкиев М.М.. к.т.н., 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)
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.	ПКС-1.1 Осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства.	Знать (З1): основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий.
		Уметь (У1): выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах нефтегазового производства.
	ПКС-1.4 Обеспечивает контроль производственных процессов с применением современного оборудования и материалов.	Владеть (В1): навыками выбора и систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства.
		Знать (З2): производственные процессы с применением современного оборудования и материалов.
ПКС-2 Способность проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.	ПКС-2.3 Анализирует параметры работы технологического оборудования.	Уметь (У2): осуществлять оперативный контроль технического состояния технологического оборудования, машин и механизмов, используемых при сооружении, ремонте и реконструкции объектов добычи, транспорта, хранения и распределения газа на суше и море.
		Владеть (В2): навыками руководства производственными процессами с применением современного оборудования и материалов.
	ПКС-2.5 Обосновывает выбор методов диагностики и технического обслуживания технологического оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.	Знать (З3): назначение, правила эксплуатации и ремонта нефтегазового оборудования.
		Уметь (У3): анализировать параметры работы технологического оборудования при выполнении работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования.
ПКС-2.5 Обосновывает выбор методов диагностики и технического обслуживания технологического оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.	ПКС-2.5 Обосновывает выбор методов диагностики и технического обслуживания технологического оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.	Владеть (В3): навыками обработки данных параметров работы технологического оборудования.
		Знать (З4): принципы организации и технологии ремонтных работ, методы монтажа, регулировки и наладки оборудования.
		Уметь (У4): осуществлять и корректировать технологические процессы строительства, ремонта, реконструкции и восстановления газовых скважин на суше и на море.
ПКС-2.5 Обосновывает выбор методов диагностики и технического обслуживания технологического оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.	ПКС-2.5 Обосновывает выбор методов диагностики и технического обслуживания технологического оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.	Владеть (В4): методами диагностики и технического обслуживания технологического оборудования (наружный и внутренний осмотр) в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда.

2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма аттестации: экзамен.

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения
	ОЗФО
1	Устный или письменный опрос.
2	Тестирование.
3	Коллоквиум.
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	Эксплуатация газовых скважин в условиях разрушения призабойной зоны и образования песчаных пробок.	ПКС-1.1 ПКС-1.4 ПКС-2.3 ПКС-2.5	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
2	2	Эксплуатация газовых скважин в условиях обводнения призабойной зоны.	ПКС-1.1 ПКС-1.4 ПКС-2.3 ПКС-2.5	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
3	3	Методы удаления жидкости периодического, непрерывного характера.	ПКС-1.1 ПКС-1.4 ПКС-2.3 ПКС-2.5	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен.
4	4	Кристаллогидраты природных газов.	ПКС-1.1 ПКС-1.4 ПКС-2.3 ПКС-2.5	устный или письменный опрос, тестирование, коллоквиум.	Устный экзамен..

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 коллоквиума к текущей аттестации – 15шт. (Приложение 1);
- комплект тестов к аттестации – 30 шт. (Приложение 2);
- темы самостоятельных занятий - 5 вариантов (Приложение 3);
- комплект практических занятий к текущей аттестации - 7 варианта (Приложение 4).

4.3. Фонд оценочных средств для промежуточной аттестации включает:

- комплект вопросов к экзамену для промежуточной аттестации по дисциплине – 77 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 коллоквиума

1. Принцип работы двухкорпусного газового якоря и газового якоря зонтичного типа.
2. Каковы условия на приеме насоса при его работе.
3. Меры предохранения насоса от вредного влияния песка.
4. Технология направленной изоляции водопритока и ликвидации заколонных перетоков в обводненных нефтегазодобывающих скважинах с применением вязкоупругих систем (ВУС).
5. Принцип работы песочного якоря в глубинно-насосной скважине.
6. С чем взаимосвязан способ добычи нефти.
7. Технология обработки нагнетательных скважин шитым полимерным составом (СПС).
8. Механический метод депарафинизации насосных труб.
9. Пластинчатые скребки.
10. Преимущества обратной промывки скважин.
11. Недостатки обратной промывки скважин.
12. Виды ингибиторов солеотложений.
13. Способ технологии закачки ингибиторов.
14. Условия и динамика образования АСПО.
15. Регулировочные кривые фонтанной скважины.

Критерии оценки:

	ответ полный	ответ неполный	ответ отсутствует
Работа на коллоквиуме			
	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.

Вопросы для итогового тестирования.

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 породы.

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 сцементированности пород, скорости отбора жидкости, ее вязкости и т.д.;

Д) от плотности жидкости и ее вязкости;

Е) от давления пласта и дебита скважины.

11. Сколько содержит парафина нефти месторождений Мангышлака?

А) 10-20%

В) 30%

С) 15%

Д) 10-15%

Е) 20%

12. 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) увеличивание 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, те. 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. 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.

17. Причины отложений солей:

А) чрезмерное обводнение продукции скважин;

В) периодичность смачивания труб при пульсирующей работе фонтанных скважин;

С) химическая несовместимость вод (щелочных с жесткими, перенасыщенность водно-солевых систем при изменении термодинамических условий;

Д) понижение температуры, вследствие расширения газа;

Е) понижение давления пласта.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

24. Какой прибор применяют для измерения нагрузок на штанги?

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

25. 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.

26. 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.

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

- А) В) Сне более ДЕ.

28. Куда поступает газ после выхода из скважины?

- А) в газосборный коллектор;
- В) в сепараторы или водосборники;
- С) в замерный участок;
- Д) в патрубков;
- Е) в газопроводы.

29. Укажите ответ, который не относится кряду 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.

30. 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 дозирующих насосов вместе с воздухом поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

Приложение 3

**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

Занятие №1.

Газопроявляющая скважина и ее особенности.

Дискуссия: «Определить основные особенности и условия газопроявляющей скважины».

Пескопроявление в добывающих скважинах. Показ видеоролика.

Перечислить месторождения, где ведутся методы борьбы с пескопроявлением в скважинах.

Расчет прямой промывки скважин от песчаной пробки.

Решение задач.

Определить основные технологические параметры – давление на приеме насоса, на забое скважины, мощность двигателя, время промывки и разрушающее действие струи. Расчет обратной промывки скважин от песчаной пробки.

Решение задач.

Определить основные технологические параметры – давление на приеме насоса, на забое скважины, мощность двигателя, время промывки и разрушающее действие струи. Определить преимущества и недостатки.

Занятие №2.

«Динамика давления в подъемных трубах и ее влияние выпадение парафина».

Дискуссия.

Рассмотреть установленные некоторые закономерности образования парафиновых отложений в скважинах при условиях когда $P_{заб} > P_{нас}$, $P_{заб} < P_{нас}$.

«Отложения минеральных солей».

Дискуссия.

Выявить причины образования минеральных солей в скважинах и трубах. Различить ингибиторы солеотложений. Осн. Доп, Факторы, влияющие на скорость протекания коррозии подземного и наземного оборудования.

Тренинг.

Изучить технические, технологические, внешние и внутренние факторы,

влияющие на скорость протекания коррозии. Классификация основных факторов обводнения скважин.

Показ слайда. Изучить классификацию основных факторов обводнения скважин. Способы предупреждения образования гидратов кристаллогидратов.

Тренинг.

Изучить образование гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважина также на различных участках, в узлах и звеньях системы сбора и транспортирования газа (в зависимости от конкретных условий)

методами, применяемыми как самостоятельно, так комплексно.

Занятие №3.

«Способы разрушения гидратов».

Дискуссия.

Перечислить и изучить все способы разрушения образованных кристаллогидратов в стволе скважины, в трубопроводах и т.д.

Оценка технологической и экономической эффективности всех способов эксплуатации скважи.

Показ слайда. Рассмотреть характеристику и условия работы этих насосов. Возможность регулирования работы и условия (ограничения)

эксплуатации.

«Осложнения при фонтанном способе эксплуатации».

Дискуссии.

Изучить режим работы фонтанных скважин и устройства для предотвращения открытого фонтанирования скважин.

Занятие №4.

«Открытое фонтанирование и возникновение грифона в фонтанных скважинах».

Дискуссии.

Разобрать причину открытого фонтанирования и возникновения грифона, а также рассмотреть методы их ликвидации. Образование металлических сальников и эмульсий в эрлифтных скважинах.

Тренинг.

Выяснить и изучить причины образования и методы устранения металлических сальников и эмульсий.

«Виды осложнения при механизированном способе эксплуатации».

Дискуссия.

Разобрать причину влияния газа и песка на нормальную работу скважин.

Написать реферат на тему:

- 1.Создание и использование гравийных и забойных фильтров при пескопроявлениях.
- 2.Методы, препятствующие поступлению песка в скважину. Рассмотреть крепление пород ПЗС различными цементирующими песком веществами.
- 3.Ликвидация песчаных пробок.
- 4.Рассмотреть технологии промывки скважин от песчаной пробки.
- 5.Ингибиторы парафиноотложения.

Написать реферат на тему:

- 1.Требования к подбору ингибиторов и их физико- химические свойства».
- 2.Новые методы борьбы с солеотложением.

Написать реферат на тему:

1. Воздействие магнитного поля и ультразвука на газожидкостный поток».
2. Катодная и электродная защита трубопроводов от коррозии.
3. Установить отличия между катодной и электродной защиты.
4. Методы борьбы с обводненностью газовых скважин.

Написать реферат на тему:

1. Процесс проведения продувки скважин через сиффонные трубки.
2. Методы ликвидации гидратных пробок в скважинах.

Написать реферат на тему:

1. Механизмы и принципы разрушения гидратных пробок закачкой теплоносителя.
2. Борьба с гидратными пробками.

Написать реферат на тему:

1. Метод воздействия электрического поля на газогидраты.
2. Открытое фонтанирование и возникновение грифона в фонтанных скважинах.
3. Разобрать причину открытого фонтанирования и возникновения грифона, а также рассмотреть методы их ликвидации.
4. Борьба с отложениями солей в подъемных трубах фонтанных скважин.

Написать реферат на тему:

1. Метод продавки ингибитора в ПЗП в составе двухфазной пены.
2. Осложнения при механизированном способе эксплуатации.

Написать реферат на тему:

1. Пути повышения эффективности эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН в условиях повышенного газосодержания.
2. Влияние газа на работу насоса.
3. Меры по предотвращению попадания газа в цилиндр насоса.

Приложение 4

**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 , 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.

Произвести расчет крепления призабойной зоны пласта фенолформальдегидной смолой, 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 °С, применяя две разновидности технологии крепления фенолформальдегидной смолой, определяются необходимое количество этой смолы и объем продажной нефти.

Контрольные вопросы.

1. Как нужно создать гравийные фильтры.
2. Какими должны быть размеры зерен гравия.
2. Какие условия нужно выполнять для выноса мелких частиц.
3. От чего зависит критическая скорость выноса мелких частиц.
4. В чем заключается технология крепления призабойной зоны скважин фенолформальдегидной смолой.
5. 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_k , 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_k , поэтому в расчете использовать техническую характеристику подъемника ЛПТ-8. А для определения веса поднимаемого груза вес m стального каната берется из таблицы Таблица 6- Некоторые параметры подъемника ЛПТ-8.

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 установлено, что для сгорания m газа требуется $9,5$ м воздуха.

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 раствор по поверхности забоя нагревается 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 на 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 $\rho_{\text{г}} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. 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

$I_{\text{к}}$ 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.

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 у, и относительная плотность газа при этом давлении.

Методические рекомендации.

При расчете числовые коэффициенты B и B_0 выбирают в зависимости от относительной плотности $\rho_{\text{г}}$ из таблицы Таблица 8- Зависимость коэффициентов B и B_0 от относительной плотности $\rho_{\text{г}}$. 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 $V_{\text{г}}$, начальное давление в газопроводе $P_{\text{н}}$, начальная температура $t_{\text{н}}$, конечное давление $P_{\text{к}}$ и конечная температура $t_{\text{к}}$, относительная плотность газа $\rho_{\text{г}}$.

Методические рекомендации.

Массовое содержание свежего диэтиленгликоля принять равным C . Начальное и конечное влагосодержание определить по рисунку Температура начала гидратообразования $t_{\text{г}}$ определяется для заданных относительной плотности газа и начального давления в газопроводе. При известном массовом содержании отработанного агента C можно определить суточный расход агента.

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 $P_{н.з.}$. 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.

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 колоны 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.

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.

**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

**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 (экзамен)

1. Классификация нефтедобывающих скважин.
2. Эффективность эксплуатации добывающих скважин.
3. Причины разрушения коллектора.
4. Назовите методы борьбы с пескопроявлением.
5. Применение фильтров.
6. Влияния газа на работу подземного оборудования при насосной добыче
7. Что такое динамограф.
8. Причины отложения солей.
9. Мероприятия для уменьшения коррозии.
10. К чему приводит нарастание слоя соли на стенках труб в скважине?
11. Степень обводненности скважин.
12. Причины прорывов вод в скважины.
13. В результате чего происходит преждевременное обводнение скважин.
14. Механические методы удаления жидкости с забоев газовых скважин.
15. Физико-химические методы удаления жидкости.
16. Как осуществляется периодическое удаление жидкости.
17. Какие работы проводят при непрерывном удалении жидкости.
18. Чем обусловлен выбор метода удаления.
19. Метод вспенивания забойной жидкости
19. Образование языков обводнения.
20. Из-за чего происходят конусы обводнения.
21. Одновременно-раздельная эксплуатация скважин.
22. Как изолировать приток воды в добывающие скважины.
22. Что с собой представляют кристаллы парафина.
24. Причины выпадения парафина из нефти.
25. Виды ингибиторов парафиноотложения.
27. Тепловой метод борьбы с отложением парафина.
28. Механический метод борьбы с парафиноотложением.
29. Принцип работы гидробура.
30. Способы промывки скважины от песчаных пробок.
31. Принцип прямой промывки скважин.
32. Принцип обратной промывки скважин.
32. Принцип комбинированной промывки.
33. Виды осложнений при фонтанном способе добычи.
34. Виды осложнений при газлифтном способе добычи.
35. Виды осложнений при механизированном способе добычи.
36. Борьба с образованием эмульсий.
37. Устранение металлических сальников.
38. Влияние газа на работу подземного насоса.

39. Мероприятия по предохранению насоса от вредного влияния песка.
40. Принцип работы однокорпусного газового якоря.
41. Термический метод депарафинизации насосных труб.
42. Применение пластинчатого скребка.
43. Характерные динамограммы штангового насоса.
44. Принцип работы динамографа.
45. Коэффициент наполнения насоса.
46. Ввод метанола в газовый поток.
47. Способы очищения ствола скважин от гидратных отложений.
48. Условия образования гидратов.
49. Методы предупреждения образования гидратов в фонтанной арматуре.
50. Почвенная коррозия.
51. Основные условия возникновения почвенной коррозии.
52. Удельное электрическое сопротивление почвы.
53. Электрохимическая коррозия.
54. Виды ингибиторов солеотложений.
56. Термохимическая обработка отложения солей.
57. Преимущества прямой промывки скважин.
58. Недостатки прямой промывки скважин.
59. Принцип работы беструбного гидробура.
60. Подогрев и осушка газов для предотвращения образования гидратов.
61. Новые методы борьбы с преждевременным обводнением скважин.
62. Электродепарафинизация.
63. Основные положения при выборе способа эксплуатации скважин.
64. Регулирование работы фонтанных скважин.
65. Классификация методов ограничения притока вод в скважины.
66. Оценка технологической и экономической эффективности способов эксплуатации.
67. Предотвращение открытого фонтанирования.
68. Пульсации в работе фонтанной скважины.
69. Конструкции газлифтных подъемников.
70. Борьба с образованием эмульсий в газлифтных скважинах.
71. Безреагентный метод предотвращения отложения солей.
72. Коррозионное разрушение металла труб в период эксплуатации скважин.
73. Коэффициент наполнения насоса.
74. Динамометрия ШСНУ.
75. Виды динамограмм.
76. Селективная изоляция.
77. Сущность направленной изоляции.

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.

