

**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:	Методы контроля за эксплуатацией месторождения
направление подготовки:	21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность:	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», направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ** к результатам освоения дисциплины Методы контроля за эксплуатацией месторождения.

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)
<p>ПКС-5 Способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-5.1 Выбор видов промысловой документации, отчетности и предъявляемые к ним требования и алгоритмы формирования отчетности</p>	<p>Знать (З1): данные необходимые для выполнения проектных работ</p>
		<p>Уметь (У1): осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ</p>
		<p>Владеть (В1): навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования</p>
	<p>ПКС-5.3 Использует промысловые базы данных, геологические и технические отчеты</p>	<p>Знать (З2): основные виды и содержание технологической и технической документации по эксплуатации нефтегазового оборудования</p>
<p>ПКС-12 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-12.2 – Анализирует и обобщает современный опыт проектирования технологических процессов</p>	<p>Уметь (У2): интерпретировать геологические карты</p>
		<p>Владеть (В2): навыками составления технических отчетов, обзоров по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования, опираясь на реальную ситуацию</p>
		<p>Знать (З3): методы исследования технологических процессов, основные этапы и принципы проектирования инновационного технологического оборудования</p>
		<p>Уметь (У3): использовать методические основы исследовательской деятельности для решения задач совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства</p>
		<p>Владеть (В3): исследовательскими методами и средствами совершенствования технологического оборудования и реконструкции производства</p>

	<p>ПКС-12.3 Использует специализированное программное обеспечение при проектировании производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли</p>	<p>Знать (З4): методы обработки промысловых данных с помощью различных программных комплексов</p> <p>Уметь (У4): интерпретировать результаты геофизических и гидродинамических исследований</p> <p>Владеть (В4): навыками проектирования производственных и технологических процессов нефтегазовой отрасли</p>
<p>ПК-13 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-13.1 Осуществляет выбор нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций</p>	<p>Знать (З5): основные положения нормативно-технической документации, стандартов, действующих инструкций на разработку месторождения</p> <p>Уметь (У5): обобщать информацию и заносить в бланки документов</p> <p>Владеть (В5): навыками критического анализа информации о технологических процессах</p>
	<p>ПКС-13.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения</p>	<p>Знать (З6): типовую структуру проектного документа на разработку нефтяного месторождения</p> <p>Уметь (У6): подготовить опытные образцы материалов для испытания</p> <p>Владеть (В6): навыками испытания опытных образцов, узлов нефтегазового оборудования, отработки новых технологических режимов</p>

2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма промежуточной аттестации: **экзамен.**

Способ проведения промежуточной аттестации: **тестирование, теоретический коллоквиум, решение практических задач**

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения ОЗФО
1	Тестирование
2	Теоретический коллоквиум
3	Решение практических задач

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	Факторы осложняющие разработку нефтяных месторождений	ПКС-5.1 ПКС-13.1 ПКС-13.2	Экзамен	Тестирование
2	2	Контроль за разработкой многопластовых месторождений эксплуатируемых горизонтальными скважинами и скважинами с боковым стволом	ПКС-5.1 ПКС-5.3 ПКС-12.2	Экзамен	Теоретический колоквиум
3	3	Гидродинамические методы по контролю за эксплуатацией месторождения	ПКС-5.1 ПКС-5.3 ПКС-12.2 ПКС-12.3 ПКС-13.1 ПКС-13.2	Экзамен	Практические задачи, тестирование
4	4	Геофизические методы по контролю за эксплуатацией месторождения	ПКС-5.1 ПКС-5.3 ПКС-12.2 ПКС-12.3 ПКС-13.1 ПКС-13.2	Экзамен	Теоретический колоквиум

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 – 30 шт. (Приложение 1);
- перечень тем для эссе – 60 шт. (Приложение 2);
- комплект задач для третьей текущей аттестации (Приложение 3);

4.3. Фонд оценочных средств для итоговой аттестации включает:

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен) по дисциплине – 40 шт., размещены в Приложении 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

Перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации

1. Приток жидкости к перфорированной скважине:
 - a) будет отличаться уменьшением фильтрационного сопротивления по сравнению с необсаженным забоем
 - b) будет отличаться тем, что вследствие сгущения линий тока у перфорационных отверстий возникнет дополнительное фильтрационное сопротивление
 - c) не отличатся от скважины с открытым (необсаженным) забоем
 - d) может отличаться как дополнительным фильтрационным сопротивлением, так и его снижением в сравнении со скважинами имеющими открытый забой

2. С увеличением числа перфорационных отверстий, их диаметра, а также глубины перфорационных каналов в породе пласта дополнительное фильтрационное сопротивление должно:
 - a) увеличиться
 - b) уменьшаться
 - c) может как увеличиться так и уменьшиться
 - d) останется неизменным

3. коэффициент гидродинамического совершенства скважины это:
 - a) Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем, принятой за эталон, при прочих равных условиях
 - b) Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым забоем
 - c) Совокупность гидродинамических характеристик нефтяного пласта и пластовых флюидов, определяющих приток к скважине
 - d) Представляет с собой наиболее оптимальный вариант конструкции направления, кондуктора и технической колонны НКТ.

4. Приведенным радиусом скважины называется:
 - a) фактический радиус гидродинамически совершенной скважины
 - b) фактический радиус гидродинамически несовершенной скважины
 - c) радиус скважины с двойным гидродинамическим несовершенством

d) радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой, при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины

5. Способы перфорации забоя скважины:

- a) пулевая, торпедная, кумулятивная, пескоструйная
- b) торпедная, кумулятивная, пескоструйная
- c) автоматическая, механическая, ручная
- d) равномерная, неравномерная, слоистая, пескоструйная.

6. Какой тип перфорации скважин обычно осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов.

- a) пулевая
- b) пескоструйная
- c) кумулятивная
- d) все виды перфорации скважин могут осуществляться исключительно геологическими партиями

7. При гидropескоструйной перфорации (ГПП) создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается:

- a) аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами
- b) приданием песчано-жидкостной струе очень большой скорости
- c) приданием песчано-жидкостной струе очень большой температуры
- d) нет правильного ответа

8. Освоение скважин это:

- a) комплекс геоло-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи малодебитных месторождений
- b) комплекс технологических операций по обеспечению ее продуктивности
- c) комплекс технологических операций по вызову притока к скважине
- d) комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности

9. К основным способам вызова притока флюидов к скважине относятся:

- a) тартание, поршневание, замена скважинной жидкости на более легкую, компрессорный метод, прокачка газожидкостной смеси, откачка глубинными насосами
- b) тартание, поршневание
- c) компрессорный метод и прокачка газожидкостной смеси
- d) дополнительное перфорирование обсаженного забоя, откачка глубинными насосами

10. Для выноса с забоя тяжелых обычно применяется:

- a) прямая промывка
- b) обратная промывка
- c) ГРП
- d) откачка глубинными насосами

11. коэффициент приемистости нагнетательных скважин это:
- a) отношение изменения количества нагнетаемой воды к соответствующему изменению давления нагнетания
 - b) максимальный объем жидкости который можно закачать в нагнетательную скважину за сутки
 - c) максимальный объем жидкости который можно закачать в нагнетательную скважину за год
 - d) приращения дебита добывающей скважины в зависимости от объемов нагнетания
12. удельный коэффициент продуктивности это:
- a) коэффициент продуктивности отнесенным к единице толщины пласта
 - b) коэффициент продуктивности отнесенным к единице времени
 - c) коэффициент продуктивности отнесенным к единице перепада давления
 - d) нет правильного ответа
13. В фонтанирующей скважине при условии $P_c < P_{нас}$ уровень жидкости в межтрубном пространстве:
- a) может быть установлен в любой точке скважины после выхода работы скважины на установившийся режим
 - b) обязательно должен устанавливаться у башмака НКТ после выхода работы скважины на установившийся режим
 - c) должен находиться немного выше забоя скважины
 - d) находится на устье скважины
14. Фонтанирование возможно лишь в том случае, если:
- a) энергия, приносимая на забой жидкостью, больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости
 - b) энергия, приносимая на забой жидкостью, равна энергии, необходимой для подъема этой жидкости
 - c) энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что фонтанный подъемник не работает
 - d) энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что фонтанный подъемник работает на режиме наибольшего к. п. д.
15. Полезная работа, которая совершается при подъеме 1 м^3 жидкости, равна:
- a) произведению веса жидкости на высоту подъема
 - b) удельному гидродинамическому сопротивлению жидкости
 - c) произведению плотности жидкости на высоту подъема
 - d) нет правильного ответа
16. Общее количество газа, приходящееся на 1 м^3 товарной нефти и приведенное к стандартным условиям, называется:
- a) газонефтяным контактом
 - b) насыщенностью нефти
 - c) полным газовым фактором
 - d) коэффициентом растворимости
17. Выбор диаметра фонтанных труб определяется:

- a) только не дебитом скважины,
- b) удобством и техническими условиями нормальной эксплуатации таких фонтанных скважин
- c) только газовым фактором
- d) только физико-химическими свойствами нефтей и газовым фактором

18. Штуцер предназначен для:

- a) регулирования режима работы фонтанной скважины и ее дебита
- b) только для регулирования дебита скважины
- c) замеров разности забойного и устьевого давлений
- d) прямой и обратной промывки скважин

19. Определите приток жидкости к скважине если $k=0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $h=23\text{м}$, $\Delta P=2\text{Мпа}$, $\mu = 10^{-3} \text{Па} \cdot \text{с}$, радиус контура питания скважины 50м, радиус скважины 0,12м

- a) 5,91 м³/сут
- b) 6,93 м³/сут
- c) 2,07 м³/сут
- d) 1,31 м³/сут

20. Рассчитайте давление из башмака подъемной трубы если: длина подъемной трубы $L=100\text{м}$, расстояние от устья скважины до динамического уровня $h_0 = 62\text{м}$, плотность жидкости 800 кг/м^3

- a) 0,8 МПа
- b) 0,03МПа
- c) 0,68Мпа
- d) 1,3 Мпа

21. Как изменяется вязкость фильтрующейся жидкости при неизменных значениях проницаемости и толщины пласта, если конечный участок КВД в полулогарифмических координатах имеет больший уклон, чем предыдущий:

- a. Уменьшается
- b. Увеличивается
- c. Не изменяется

22 Как изменяется толщина пласта при неизменных значениях проницаемости пласта и вязкости фильтрующейся жидкости, если конечный участок КВД в полулогарифмических координатах имеет меньший уклон, чем предыдущий:

- a) Увеличивается
- b) Не изменяется
- c) Уменьшается

23. По какой причине искажается начальный участок КВД в полулогарифмических координатах:

- a) Влияние неоднородности фильтрующейся жидкости
- b) Влияние стола скважины
- c) Влияние неоднородности коллектора

24. Какие координаты не используются для построения индикаторной диаграммы:

- a) Забойное давление – дебит

- b) Депрессия – дебит
- c) Забойное давление – время

25. В каких координатах необходимо построить индикаторную диаграмму, чтобы по её экстраполяции определить пластовое давление:

- a) Депрессия – дебит
- b) Забойное давление – дебит
- c) Забойное давление – время

26. Какие параметры пласта определяют по индикаторной диаграмме:

- a) Скин-фактор
- b) Коэффициент продуктивности
- c) Коэффициент пьезопроводности

27. Сколько скважин требуется для проведения исследований методом гидропрослушивания:

- a) Достаточно одной
- b) Две и более
- c) Не менее трех

28. Если значение скин-фактора при неизменной проницаемости пласта по результатам двух исследований увеличилось, значит

- a) Состояние призабойной зоны не изменилось
- b) Состояние призабойной зоны ухудшилось
- c) Состояние призабойной зоны улучшилось

29. Положительное значение скин-фактора характеризует призабойную зону пласта по отношению к удаленной как

- a) Улучшенную
- b) Неизменную
- c) Ухудшенную

30 . Укажите основные критерии подбора скважин-кандидатов для зарезки бокового ствола:

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

Максимальное количество баллов – 30.

**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 для эссе ко второй аттестации

Вопросы для Эссе по теме «Гидродинамические методы по контролю за эксплуатацией месторождения»

1. Методы интерпретации кривой восстановления давления
2. Хроматографический анализ нефти, его роль при выделении объектов разработки
3. Виды трассеров
4. область применения интегрального метода интерпретации КВД. Э.Б. Чекалюка
5. Обработка КВД с помощью типовых кривых
6. Использование производной давления вместе с типовыми КВД
7. Волномерия: приборы для определения уровня жидкости в скважине
8. Модели ствола скважины: постоянное влияние ствола скважины
9. Модели ствола скважины: переменное влияние ствола скважины
10. Виды гидродинамического совершенства скважин
11. Особенности исследований горизонтальных скважин
12. Схема притока флюидов к горизонтальной скважине
13. Влияния границ пласта на КВД
14. Скин-эффект: понятие, способы определения
15. обработка КВД методами с учетом ВСС
16. Дифференциальный метод переменного притока для учета ВСС И.А.Чарного и

И.Д.Умрихина

17. Определение глубины спуска приборов в скважину
18. ГДИС при установившихся режимах
19. ГДИС при неустановившихся режимах Режимы течения и структура потока флюидов

в пласте

20. Схема определения приведенного пластового давления
21. Какова величина пластового давления нефтяной и газовой скважин
22. Распределение $P_{пл}$ по площади
23. Какие задачи решаются использованием индикаторных кривых

24. Область применения гидродинамических моделей для различных типов коллекторов
25. Оборудование для спуска приборов в скважину
26. Определение уровня жидкости в стволе скважины
27. Приборы, применяемые для ГДИС
28. Формы индикаторных кривых
29. Уравнение пьезопроводности: границы применимости
30. Проблемы проведения гидродинамических исследований в карбонатных коллекто-

рах

Вопросы для Эссе по теме «Геофизические методы по контролю за эксплуатацией месторождения»

1. Схема измерения кажущегося удельного сопротивления
2. Схема измерения КС при БК, МКЗ и МБК
3. Схема измерения геофизических величин при АК и ПС
4. Замеряемые величины при РК
5. Замеряемые величины при инклинометрии
6. Замеряемые величины при НК
7. Замеряемые величины при электрических каротажах
8. Физические основы электрометрии
9. Физические основы радиометрии
10. Физические основы акустического каротажа
11. Физические основы методов контроля проводки скважины
12. Какие процессы в скважине оказывают влияние на амплитуду кривых электрическо-

го каротажа

13. Каротажные зонды БКЗ
14. Схема расположения электромагнитных катушек в зонде 6Ф
15. Схема пространственного распределения токовых линий обычного микро зонда
16. Схема пространственного распределения токовых линий бокового микро зонда
17. Предназначение приборов серии Э-1 или К-3
18. Предназначение приборов серии Э-2
19. Физические основы метода ЯМК
20. Шифр зондов электрического каротажа
21. Физические основы метода ВДК
22. Основные характеристики приборов индукционного каротажа
23. Для каких целей применяется индукционный каротаж
24. Какой параметр измеряется при исследовании скважины ИК

25. Преимущества метода ИК
26. Состав и принцип действия индукционного зонда
27. Что такое скин – эффект Методы его определения
28. Параметры многокатушечных зондов.
29. Вид кривой термокаротажа против пластов различного насыщения.
30. Эффект возникающие при движении жидкости и газа по пласту.

Критерии оценки:

Каждый обучающийся выполняет 2 эссе по одному из каждой темы, готовит к каждому эссе презентацию в MS PowerPoint и защищает основные тезисы.

Каждое эссе 0-15 баллов.

Максимальное количество баллов – 30.

**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

Комплект задач для третьей текущей аттестации

Задача 1

Определить проницаемость пласта; коэффициент продуктивности скважин; время стабилизации режима работы скважины по следующим данным:

Таблица 3.1 – Общие исходные данные для всех вариантов:

Время восст., сек	490	980	1450	2450	6002,5	9800	13475	19625
lg(t)	2,69	2,99	3,16	3,39	3,78	3,99	4,13	4,25
$\Delta P, \text{атм}$	10,90	15,83	18,24	20,02	20,33	20,92	20,93	22,7

обводненность $n_0 = 0\%$

Таблица 1.2 – Индивидуальные исходные данные по вариантам:

№	$Q, \text{м}^3/\text{сут},$	$\mu,$ мПа·с	$h, \text{м}$	b_n
1.	70	6	12,0	1,1
2.	88	2	12,1	1,04
3.	120	3	12,4	1,08
4.	75	4	12,4	1,12
5.	72	5	11,4	1,17
6.	70	7	11,4	1,08
7.	67	2,3	14,4	1,09
8.	65	3,4	11,4	1,04
9.	67	4,2	12,4	1,11
10.	300	5,6	11,4	1,21
11.	175	3,3	12,4	1,3

12.	150	4	11,3	1,33
13.	125	4	11,3	1,12
14.	100	2	11,3	1,08
15.	275	6	13,3	1,22
16.	50	2,88	11,3	1,05
17.	25	3,24	11,3	1,21
18.	200	4,32	11,3	1,27
19.	175	5,33	13,3	1,09
20.	150	6,05	11,3	1,13
21.	125	5,6	11,3	1,26
22.	300	3,3	12,2	1,21
23.	275	4	12,2	1,16
24.	250	4	12,2	1,06
25.	225	2	13,2	1,25
26.	200	6	13,2	1,04
27.	175	2,88	13,2	1,07
28.	150	3,24	13,2	1,28
29.	125	2	13,2	1,18
30.	110	1	13,2	1,34

Задача 2

1. Определить продуктивность скважины.
2. Определить проницаемость пласта для найденной продуктивности.
3. Определить, загрязнен ли пласт или имеет активизированную призабойную зону?

Таблица 3.2 – Индивидуальные исходные данные по вариантам:

№	Q , м ³ /сут,	μ , мПа·с	h , м	B ,	k , мД (по керну)	$R_{кв}$	r_c	$P_{пл}$, МПа	$P_{зб}$, МПа
1.	70	6	12,0	1,1	200	700	0,1	30	28
2.	88	2	12,1	1,14	14	600	0,1	28	26

3.	120	3	12,4	1,08	33	500	0,1	31	29
4.	75	4	12,4	1,12	750	450	0,1	24	21
5.	72	5	11,4	1,27	725	400	0,1	28	22
6.	70	7	11,4	1,08	700	350	0,1	26	21
7.	67	2,3	14,4	1,29	675	700	0,1	27	18
8.	65	3,4	11,4	1,04	650	600	0,1	30,1	28
9.	67	4,2	12,4	1,11	67	500	0,1	28,4	24
10.	300	5,6	11,4	1,21	600	450	0,1	31,2	26
11.	175	3,3	12,4	1,3	575	400	0,1	24,1	21
12.	150	4	11,3	1,33	550	350	0,1	28,7	25
13.	125	4	11,3	1,12	525	700	0,1	26,5	24
14.	100	2	11,3	1,08	500	600	0,1	27,2	19
15.	275	6	13,3	1,22	475	500	0,1	24	21
16.	50	2,88	11,3	1,05	450	450	0,1	28	22
17.	25	3,24	11,3	1,21	425	400	0,1	26	21
18.	200	4,32	11,3	1,27	400	350	0,1	27	18
19.	175	5,33	13,3	1,09	375	700	0,1	30,1	28
20.	150	6,05	11,3	1,13	350	600	0,1	28,4	24
21.	125	5,6	11,3	1,26	325	500	0,1	31,2	26
22.	300	3,3	12,2	1,21	300	450	0,1	24,1	21
23.	275	4	12,2	1,16	275	400	0,1	28	22
24.	250	4	12,2	1,06	250	350	0,1	26	21
25.	225	2	13,2	1,25	225	700	0,1	27	18

26.	200	6	13,2	1,04	200	600	0,1	30,1	28
27.	175	2,88	13,2	1,07	175	500	0,1	30,1	28
28.	150	3,24	13,2	1,28	150	450	0,1	28,4	24
29.	125	2	13,2	1,18	125	400	0,1	31,2	26
30.	110	1	13,2	1,34	100	350	0,1	30,1	28

Критерии оценки:

за каждую верно решенную задачу – 20 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

Максимальное количество баллов – 40.

**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

Вопросы для итоговой аттестации (экзамен)

1. Механическая расходомерия: назначение и методика проведения
2. Термокондуктивная расходомерия: назначение и методика проведения
3. Индукционная резистивиметрия: назначение и методика проведения
4. Геофизические методы по контролю за разработкой нефтяных месторождений: виды исследований и определяемые показатели
5. Индукционная резистивиметрия: назначение и методика проведения
6. Дизелькометрическая влагометрия: назначение и методика проведения
7. Барометрия: назначение и методика проведения
8. Гидродинамические методы по контролю за разработкой нефтяных месторождений: определяемые показатели
9. Приборы для исследования скважин и пластов: скважинные термометры
10. Гамма-гамма-плотнометрия: назначение, определяемые показатели и методика проведения
11. Акустическая шумометрия: назначение, определяемые показатели и методика проведения
12. Приборы для исследования скважин и пластов: магнитные локаторы муфт и прихватопредопределятель
13. Гидродинамические методы по контролю за разработкой нефтяных месторождений: виды исследований
14. Назначение и область применения метода «каротаж – воздействие – каротаж»
15. Метод временных замеров кажущихся сопротивлений и метод двух растворов: назначение и область применения
16. Акустический каротаж: физические основы методов акустического каротажа и определяемые показатели
17. Радиодиаактивный каротаж: физические основы методов радиодиаактивного каротажа и определяемые показатели
18. Радиодиаактивный каротаж: взаимодействие нейтронов с веществом
19. Принцип работы прибора индукционного каротажа
20. Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС): назначение и определяемые показатели
21. Гидродинамические исследования на установившихся режимах фильтрации: назначение и определяемые параметры
22. Гидродинамические исследования на неуставившихся режимах фильтрации: назначение и определяемые параметры

23. Оценка состояния призабойной зоны скважин гидродинамическими методами: методы исследований
24. Исследования методом гидропрослушивания: назначение и методика проведения
25. Область применения гидродинамических моделей для различных типов коллекторов
26. Приборы для исследования скважин и пластов: глубинные влагомеры
27. Приборы для исследования скважин и пластов: глубинные пробоотборники
28. Формы индикаторных кривых. Показатели определяемые по индикаторным диаграммам
29. Гидродинамическая модель пластов с двойной пористостью
30. Гидродинамическая модель пластов с двойной проницаемостью
31. Влияние границ пласта на КВД
32. Основная задача линейной теории упругого режима
33. Исследования методом кривой восстановления уровня (КВУ): область применения и определяемые показатели
34. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления по кривым изменения во времени дебита и забойного давления: метод псевдоиндикаторной (метод Яковлева)
35. Скин-эффект: понятие и способы определения
36. Гидродинамическая модель однородного пласта
37. Гидродинамическая модель трещиноватого коллектора
38. Модели границ пласта по характеру поведения забойного давления
39. Методы экспресс-обработки результатов гидропрослушивания
40. Определение основных параметров пласта по КВД методом касательной

Критерии оценки:

При оценке знаний обучающиеся устно отвечают на 2 вопроса из выше представленного списка, за каждый правильный ответ – 50 баллов.

Максимальное количество баллов – 100.