

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Верисокин Александр Евгеньевич
Должность: И.о. декана факультета нефтегазовой инженерии
Дата подписания: 18.06.2024
Уникальный программный ключ:
fd7a4d68f83235300c43c0b6f109667b1954fd80

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ
Декан факультета нефтегазовой инженерии
К.Т.Н.
Верисокин А.Е.

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
Освоение и испытание скважин

Направление подготовки	21.03.01 Нефтегазовое дело	
Направленность (профиль)	Бурение нефтяных и газовых скважин	
Год начала обучения	2026	
Форма обучения	очная	очно-заочная
Реализуется в семестре	7	9

Введение

1. Назначение: данный фонд оценочных средств предназначен для оценивания уровня сформированности компетенций при проведении текущего контроля успеваемости и промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине «Освоение и испытание скважин».

2. ФОС является приложением к программе дисциплины (модуля) «Освоение и испытание скважин»

3. Разработчик Димитриади Ю.К., зав. кафедрой строительства нефтяных и газовых скважин, канд. техн. наук, доцент.

4. Проведена экспертиза ФОС.

Члены экспертной группы:

Председатель Димитриади Ю.К., к.т.н., зав. кафедрой строительства нефтяных и газовых скважин.

Члены комиссии: Федорова Н.Г., д.т.н., профессор кафедры строительства нефтяных и газовых скважин.

Мурадханов И.В., к.п.н., доцент кафедры строительства нефтяных и газовых скважин.

Представитель организации-работодателя: Андрианов Н.И., к.т.н., заместитель начальника лаборатории моделирования и проектирования строительства скважин центра цифрового моделирования объектов нефтегазодобычи филиал "Газпром ВНИИГАЗ Ставрополь" ООО "Газпром ВНИИГАЗ".

Экспертное заключение: ФОС рекомендуется для оценивания уровня сформированности компетенций при проведении текущего контроля успеваемости и промежуточной аттестации студентов по дисциплине «Освоение и испытание скважин».

5. Срок действия ФОС определяется сроком реализации образовательной программы.

1. Описание критериев оценивания компетенции на различных этапах их формирования, описание шкал оценивания

Компетенция (ии), индикатор (ы)	Уровни сформированности компетенции(ий),			
	Минимальный уровень не достигнут (Неудовлетворит ельно) 2 балла	Минимальный уровень (удовлетворитель но) 3 балла	Средний уровень (хорошо) 4 балла	Высокий уровень (отлично) 5 баллов
<i>Компетенция:</i> ПК-10 Способность выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности				
Результаты обучения по дисциплине (модулю): <i>Индикатор:</i> ИД-3 Владеет демонстрирует навыки проектирования отдельных разделов технических и технологических проектов	не сформированы навыки проектирования отдельных разделов технических и технологических проектов	сформированы базовые навыки проектирования отдельных разделов технических и технологических проектов	сформированы основные знания, умения и навыки, связанные с проектирование м отдельных разделов технических и технологических проектов	сформирован ы знания, умения и навыки, связанные с проектирован ием отдельных разделов технических и технологичес ких проектов

ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ПРОВЕРКИ УРОВНЯ СФОРМИРОВАННОСТИ КОМПЕТЕНЦИЙ

Номер задания	Правильный ответ	Содержание вопроса	Компетенция
		Форма обучения ОФО семестр 7, ОЗФО семестр 9	
1.		При бурении каких скважин достигается наибольшая эффективность изучения разреза скважин по мере их углубления 1. поисковых 2. эксплуатационных 3. нагнетательных 4. разведочных	ПК-10
2.		Программа комплексного изучения разреза скважины связывает в единый технологический процесс, такие операции как 1. бурение 2. геологический контроль за бурением 3. геофизические исследования 4. поинтервальные испытания перспективных объектов по мере углубления скважины 5. сбор и подготовку скважинной продукции	ПК-10
3.		Основные задачи геолого-геофизических исследований перед испытанием объектов в процессе бурения скважин 1. выявить признаки нефтегазонасыщения пластов 2. установить глубины их залегания 3. оценить коллекторские свойства 4. определить эффективные мощности пластов 5. охарактеризовать состояние ствола скважины в интервале возможных испытаний 6. определить экономическую эффективность бурения скважины	ПК-10
4.		Что относится к косвенным методам исследования скважин в процессе бурения 1. механический каротаж (МхК). 2. каротаж по давлению (по регистрации давления на стояке манифольда) 3. анализ шлама с помощью микроскопа	ПК-10

5.	Геофизические методы исследования скважин основаны на замерах физических характеристик пород в разрезе скважины с помощью 1. аппаратуры, спускаемой в скважину на каротажном кабеле 2. устьевого оборудования 3. контрольно-измерительного комплекса приборов	ПК-10
6.	Назначение комплектов испытательного оборудования КИИ 1. получение достаточно сведений для решения вопроса о целевом испытании объекта 2. разобщения двух зон ствола скважины 3. изоляции внутреннего пространства эксплуатационной колонны	ПК-10
7.	Опробователи пластов спускаются в скважину на 1. каротажном кабеле 2. бурильных трубах 3. обсадной колонне	ПК-10
8.	Преимущества опробователей пластов, спускаемые в скважину на каротажном кабеле: 1. оперативность 2. небольшая стоимость работ 3. ограниченный отбор пробы из пласта	ПК-10
9.	Комплект испытательного инструмента КИИ спускается на 1. кабеле 2. бурильных трубах 3. обсадных трубах	ПК-10
10.	Коллекторы по характеру формирования подразделяются на 1. кварцевые 2. полевошпатовые 3. карбонатные 4. гипсоангидритовые 5. цементные	ПК-10
11.	По типу строения порового пространства коллекторы делятся на 1. поровые 2. трещиноватые 3. кавернозные 4. смешанного типа 5. канальные	ПК-10
12.	Интервал испытания — это участок ствола скважины, находящийся между 1. пакером и забоем скважины 2. устьем и башмаком обсадной колонн	ПК-10

		3. муфтами обсадной колонны	
13.		Способы регулирования фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне (ПЗП) 1. подбор технологий вскрытия пласта бурением, опробования и эксплуатации пластов 2. восстановление фильтрационных свойств ПЗП путем целенаправленных воздействий на нее 3. бурить значительное число дополнительных скважин	ПК-10
14.		С какой целью проводится гидropескоструйная перфорация 1. повысить качество гидродинамической связи скважина-пласт 2. повысить производительность скважины 3. снизить поверхность фильтрации каналов в пласте	ПК-10
15.		Какие эффекты используются для разрушения преграды в процессе гидropескоструйной перфорации 1. абразивный 2. гидромониторный 3. инерция 4. трение	ПК-10
16.		Как при гидropескоструйной перфорации влияет увеличение времени формирования канала на поверхность фильтрации 1. увеличивается в разы 2. уменьшается в разы 3. не меняется	ПК-10
17.		На какой параметр влияет обводненность продукции скважины 1. ожидаемый дебит нефти после гидropескоструйной перфорации 2. размер канала в породе 3. число каналов в горизонтальной плоскости	ПК-10
18.		Для чего предназначено устьевое оборудование при испытании и освоении скважин 1. исследовательских работ 2. ремонтных работ 3. спуска обсадных колонн 4. герметизации межтрубного пространства 5. установки противовыбросового оборудования	ПК-10
19.		Устьевое оборудование состоит из 1. колонной головки (обвязка колонная) 2. фонтанной арматуры 3. устьевого герметизатора	ПК-10
20.		Назначение оборудования для обвязки обсадной колонны (колонной головки)	ПК-10

		1. надежная герметизации всех межтрубных пространств 2. контроль давления во всех межтрубных пространствах 3. установка золотникового распределителя 4. крепление обсадных колонн разных диаметров к одной колонной головке 5. установка фонтанной арматуры	
21.		Типы колонных головок 1. клиновая ГKK 2. пакерная ГKM 3. муфтовая ГKM	ПК-10
22.		Освоение скважины – это технологическая операция 1. вызов притока флюида из продуктивного пласта 2. глушение скважины 3. промывка и очистка забоя скважины	ПК-10
23.		Вызов притока нефти или газа в скважину возможен при условии 1. $P_{\text{пл}} < P_{\text{забойное}} + P_{\text{(доп сопротивления)}}$ 2. $P_{\text{пл}} > P_{\text{забойное}} + P_{\text{(доп сопротивления)}}$ 3. $P_{\text{пл}} > P_{\text{нагнетания}} + P_{\text{(доп сопротивления)}}$	ПК-10
24.		С целью снижения дополнительных сопротивлений в призабойной зоне пласта перед освоением скважины проводят 1. кислотную обработку 2. гидроразрыв пласта 3. закачку блокирующей жидкости	ПК-10
25.		Допустимое значение депрессии на пласт при вызове притока выбирают с учетом 1. прочности цементной оболочки за обсадной колонной 2. условий устойчивости призабойной зоны пласта 3. условий образования трещин в пласте 4. условий избежания смыкания трещин породы	ПК-10
26.		Способы снижения забойного давления в скважине 1. уменьшение плотности промывочной жидкости 2. снижение уровня промывочной жидкости 3. уменьшение механической скорости	ПК-10
27.		Какие методы вызова притока пластового флюида основаны на изменении плотности промывочной жидкости 1. замена раствора на более легкий 2. метод с использованием пенных систем 3. метод «воздушной подушки»	ПК-10

		4. метод свабиrowания	
28.		В каких методах вызова притока пластового флюида снижают уровень промывочной жидкости 1. метод «воздушной подушки» 2. метод с использованием пусковых клапанов 3. метод с использованием пенных систем	ПК-10
29.		Общая высота столба воды и столба сжатого воздуха (метод «воздушной подушки») должна 1. быть больше глубины снижения уровня раствора 2. быть больше глубины НКТ 3. меньше глубины снижения уровня раствора	ПК-10
30.		Скорость закачки воды в кольцевое пространство (метод «воздушной подушки») должна обеспечить 1. минимальное давление закачки 2. отсутствие всплытия пузырьки воздуха 3. максимальное давление закачки 4. всплытие и накапливание пузырьков воздуха около устья скважины	ПК-10
31.		Число пусковых клапанов зависит от 1. значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока 2. глубины скважины 3. глубины снижения уровня раствора в скважине 4. значения устьевого давления	ПК-10
32.		Почему азот используется при решении технологических задач 1. взрывобезопасный 2. химически активный 4. химически малоактивный 5. нетоксичный 6. обладает запахом	ПК-10
33.		Пены применяются при 1. бурении пластов с АНПД (аномально низкое пластовое давление) 2. бурении пластов с АВПД (аномально высокое пластовое давление) 3. освоение скважин	ПК-10
34.		В состав двухфазной пены входят 1. газ (воздух) 2. глина 3. жидкость	ПК-10

		4. поверхностно-активное вещество (ПАВ)	
35.		Кислотная обработка (КО) - это метод увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в результате 1. растворения составных частиц породы пласта 2. коагуляции призабойной зоны пласта 3. растворения инородных частиц, которыми загрязнены породы пласта 4. увеличения пластичности пород в призабойной зоне пласта	ПК-10
36.		Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - это метод 1. образования новых трещин в пласте 2. увеличение пористости пласта 3. расширение существующих трещин в пласте	ПК-10
37.		Какие параметры скважины ограничивают область применения УОРЭ: (РЭ 153–197-04 пункт 2.1) 1. Диаметр колонны, наличие не менее 2-х объектов разработки, расстояние между разрабатываемыми пластами, отсутствие гидрологической связи между пластами, суммарный теоретический дебит пластов, наличие АСПО. 2. Диаметр колонны, наличие не менее 2-х объектов разработки, глубина скважины, наличие зумпфа, суммарный теоретический дебит пластов, наличие АСПО. 3. Диаметр колонны, наличие не менее 3-х объектов разработки, расстояние между разрабатываемыми пластами, обводненность продукции, суммарный теоретический дебит пластов, наличие АСПО.	ПК-10
38.		Когда забойное давление при однолифтовой ОРЭ по оптимальным параметрам у верхнего объекта больше, чем у нижнего, продукция из объекта с меньшим забойным давлением поступает в цилиндр насоса через: 1. Основной всасывающий клапан 2. Дополнительный всасывающий клапан 3. Из обоих клапанов	ПК-10
39.		Кустовым бурением называется такой способ, при котором - устья скважин находятся на общей площадке сравнительно небольших размеров, а забои в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения - устья скважин находятся на разных площадках сравнительно небольших размеров, а забои в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения	ПК-10
40.		Что означает система LWD - регистрация во время бурения - регистрация во время эксплуатации - регистрация во время разведочных работ	ПК-10

41.		Освоение скважины. Выбор технологии освоения скважины	ПК-10
42.		Основные самостоятельные способы вызова притока. <i>Создание больших депрессий</i>	ПК-10
43.		Химические методы воздействия на залежь. <i>Применение нестандартных кислот при воздействии на залежь</i>	ПК-10
44.		Снижение проницаемости при освоении скважин. <i>Задавка различных рабочих агентов в пласт</i>	ПК-10
45.		Последовательная замена скважинного раствора на рабочие агенты меньшей плотности. <i>Забойный клапан-отсекатель</i>	ПК-10
46.		Коэффициент гидродинамического совершенства скважины. <i>Методика определения коэффициента гидродинамического совершенства по исследованию скважин на установившихся режимах работы.</i>	ПК-10
47.		Физическое воздействие на коллекторские свойства пород в ПЗП. <i>Влияние физико-химических факторов на коллекторские свойства в ПЗП</i>	ПК-10
48.		Вызов притока поршневанием. <i>Поршень для снижения уровня жидкости в колонне НКТ</i>	ПК-10
49.		Установление технологического режима эксплуатации скважины. <i>Пуск скважины в работу.</i>	ПК-10
50.		Типы эмульсий. <i>Поверхностное натяжение</i>	ПК-10
51.		Тартание скважин. <i>Интенсивный износ деталей при тартании</i>	ПК-10
52.		Биологическое воздействие на ПЗП. <i>Подробное описание принципа действия.</i>	ПК-10
53.		Конструкции эксплуатационных забоев скважин. <i>Требования, предъявляемые к эксплуатационным забоям скважин</i>	ПК-10
54.		Сущность и способы вызова притока. <i>Схематическое изображение скважины перед вызовом притока</i>	ПК-10
55.		Растворяющие методы воздействия на ПЗП. <i>Применяемые растворители.</i>	ПК-10
56.		Кумулятивная перфорация. <i>Совершенствование кумулятивной перфорации.</i>	ПК-10
57.		Технология и техника освоения скважин. <i>Конструктивные особенности устьевого арматуры</i>	ПК-10
58.		Осушающие методы воздействия на ПЗП. <i>Применяемые спирты при осушке порового пространства</i>	ПК-10
59.		Глинистая корка. <i>Проникновение бурового раствора в продуктивный пласт.</i>	ПК-10
60.		Закачка газа в скважину без создания циркуляции рабочего агента. <i>Расчетные схемы при прямой закачке газообразного рабочего агента без создания циркуляции.</i>	ПК-10
61.		Оценка гидродинамического совершенства скважин по разностным кривым восстановления давления. <i>Уравнение для обработки кривой восстановления давления</i>	ПК-10
62.		Снижение проницаемости при перфорации скважин. <i>Стреляющая перфорация.</i>	ПК-10

63.		Расчеты при вызове притока компрессорным способом. <i>Наиболее важные величины для расчета.</i>	ПК-10
64.		Механическое воздействие на пласт. <i>Подробное описание процесса ГРП.</i>	ПК-10
65.		Виды перфорации. <i>Схема состояния пористой среды пласта вокруг скважины и вокруг перфорационного канала.</i>	ПК-10
66.		Технология применения многокомпонентной пены. <i>Состав многокомпонентной пены</i>	ПК-10
67.		Методы волнового воздействия на ПЗП. <i>Механизм воздействия упругих колебаний на породу продуктивного пласта</i>	ПК-10
68.		Фильтры эксплуатационных забоев скважин. <i>Недостатки применения фильтров</i>	ПК-10
69.		Компрессорный способ вызова притока. <i>Преимущества и недостатки компрессорного способа вызова притока.</i>	ПК-10
70.		Понятие о гидродинамическом совершенстве скважин. <i>Схематичное изображение гидродинамически совершенной и гидродинамически несовершенных скважин</i>	ПК-10
71.		Репрессионное воздействие на пласт. <i>Бурение на равновесии</i>	ПК-10
72.		Варианты осуществления компрессорного способа вызова притока нефти. <i>График изменения избыточного давления на устье скважины при компрессорном способе вызова притока</i>	ПК-10
73.		Физические методы воздействия на залежь. <i>Описание способов воздействия на пласт.</i>	ПК-10
74.		Технологический режим эксплуатации скважины. <i>Ремонтные работы в скважине</i>	ПК-10
75.		Расчеты при циркуляции в скважине пены. <i>Подробное описание формул.</i>	ПК-10
76.		Обработка индикаторных диаграмм. <i>Обработка индикаторных диаграмм графическим способом.</i> Утвержден на заседании кафедры СНГС, протокол № 13 от 01.04.22 г	ПК-10
77.		Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением. <i>Прокачка цементных растворов по обсадным трубам.</i>	ПК-10
78.		Расчет процесса вызова притока способом замены скважинной жидкости. <i>Схема скважины для расчета вызова притока способом замены скважинной жидкости</i>	ПК-10
79.		Гидродинамическое совершенство скважины по характеру вскрытия. <i>Определение степени гидродинамического совершенства скважин по результатам теоретических исследований.</i>	ПК-10
80.		Проникновение в породу фильтратов буровых растворов на водной основе. <i>Причины образования водонефтяных эмульсий.</i>	ПК-10
81.		Применение скважинных насосов. <i>Другие способы вызова притока.</i>	ПК-10
82.		Комбинированные методы воздействия на ПЗП. <i>Инновационные методы воздействия на ПЗП</i>	ПК-10

83.		Снижение проницаемости при спуске обсадной колонны. <i>Снижение проницаемости при цементировании обсадной эксплуатационной колонны.</i>	ПК-10
84.		Компрессорный способ. <i>Схема строения пузырька двухфазной пены.</i>	ПК-10
85.		Тепловые методы воздействия на ПЗП. <i>Описание принципа действия забойного нагревателя.</i>	ПК-10
86.		Снижение проницаемости при вскрытии продуктивного пласта бурением. <i>Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения</i>	ПК-10
87.		Расчетные формулы при закачке газа. <i>Состав закачиваемого газа при компрессорном способе вызова притока</i>	ПК-10
88.		Обработка кривой восстановления давления. <i>Кривая восстановления забойного давления в полуграфических координатах</i>	ПК-10
89.		Первичное и вторичное вскрытие пласта. <i>Перечень основных работ при подготовке скважины к эксплуатации.</i>	ПК-10
90.		Схема расположения наземного оборудования при вызове притока скважины с применением двухфазной пены. <i>Недостатки применения пенных систем</i>	ПК-10
91.		Поверхностно-молекулярные методы воздействия на ПЗП. <i>Применяемые поверхностно-активные вещества</i>	ПК-10
92.		Общие сведения о скважине. <i>Жизненный цикл эксплуатационной скважины.</i>	ПК-10
93.		Восстановление проницаемости породы призабойной зоны пласта. <i>Методы воздействия на залежь</i>	ПК-10
94.		Гидродинамические исследования при освоении скважин. <i>Правила безопасности при проведении исследований скважин</i>	ПК-10
95.		При каком способе добычи нефти осуществляется проводка горных выработок в надпластовых породах и бурением из них кустов вертикальных и наклонных скважин на продуктивный пласт для сбора нефти уже в горных выработках	ПК-10
96.		При каком способе осуществляется закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа	ПК-10
97.		При каком способе осуществляется бурение двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой; верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры	ПК-10
98.		При неизменных иных параметрах с увеличением длины горизонтального участка ствола дебит	ПК-10
99.		Какие способы заканчивания применяются в коллекторах, сложенных прочными породами	ПК-10

100.		Какие способы заканчивания применяются в коллекторах, сложенных слабосцементированными породами	ПК-10
101.		Для каких коллекторов характерны высокие скорости падения дебитов – на 80% в первые 2 года	ПК-10
102.		Перечислите условия применения в горизонтальных скважинах открытого ствола	ПК-10
103.		Перечислите условия применения в горизонтальных скважинах нецементируемого перфорированного хвостовика	ПК-10
104.		Отношение дебита скважины к депрессии на пласт называется	ПК-10
105.		Как называется количество продукции, которое получается из скважины в единицу времени	ПК-10
106.		Для восполнения затраченной пластовой энергии и поддержания пластового давления на уровне начального применяется	ПК-10
107.		Объемное содержание воды в добываемой из нефтяной скважины продукции	ПК-10
108.		Дайте определение термина «горизонтальная скважина»	ПК-10
109.		Дайте определение термина «боковой ствол»	ПК-10
110.		Дайте определение термина «многоствольная скважина»	ПК-10
111.		Дайте определение термина «многозабойная скважина»	ПК-10
112.		При каком скин-факторе дебит скважины увеличивается	ПК-10
113.		Участок пласта, примыкающий к стволу скважины, в пределах которого изменяются фильтрационные характеристики продуктивного пласта в период строительства, эксплуатации или ремонта скважины	ПК-10
114.		При каком скин факторе дебит скважины снижается	ПК-10
115.		В каких отложениях на территории РФ содержится большое количество запасов нетрадиционной нефти	ПК-10
116.		Как влияет толщина пласта на производительность горизонтальной скважины	ПК-10
117.		Как влияет анизотропия пласта на производительность горизонтальной скважины	ПК-10
118.		Перечислите авторские методики расчета производительности горизонтальной скважины	ПК-10
119.		Оценка технического состояния скважины, а именно наличие негерметичности эксплуатационной колонны, заколонных перетоков выполняют при	ПК-10
120.		Образование техногенных трещин в нагнетательных скважинах происходит при	ПК-10
121.		Проблема ресурсо- и энергосбережения	ПК-10

122.		Общая характеристика методов ресурсо- и энергосбережения	ПК-10
123.		Использование труб на повышенное рабочее давление	ПК-10
124.		Какой процесс называется геонавигацией	ПК-10
125.		Какие вы знаете системы с акустическим каналом связи и телесистемы с гидравлическим каналом связи	ПК-10
126.		Определение искривление скважины	ПК-10
127.		Современные подходы к оптимизации горизонтального бурения	ПК-10

