

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Верисокин Александр Евгеньевич
Должность: И.о. директора института наук о земле
Дата подписания: 25.05.2026 19:51:42
Уникальный программный ключ:
bba78f4c385ebf765cda3fef3917df7dfef1e804

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

УТВЕРЖДАЮ
И.о. декана факультета
нефтегазовой инженерии
Верисокин А.Е.

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

по профессиональному модулю **ПМ.01 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

МДК.01.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений
МДК.01.02 Выполнение работ по исследованию нефтяных и газовых скважин

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения	очная	

Фонд оценочных средств по профессиональному модулю ПМ.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений разработан на основании федерального государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Разработчик: доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Гунькина Т.А.

СОГЛАСОВАНО:

Представитель работодателя

Начальник управления добычи нефти и газа
ООО «Ставропольнефтегаз»

Далакишвили Е.Р

1. Паспорт фонда оценочных средств

1.1. Область применения

Фонд оценочных средств (далее - ФОС) предназначен для проверки результатов освоения вида деятельности (ВД) «Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений» и составляющих его профессиональных и общих компетенций, образовательной программы СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

ФОС разработан на основании ФГОС, образовательной программы СПО и рабочей программы профессионального модуля (далее - ПМ).

1.2. Планируемые результаты освоения профессионального модуля

Результатом освоения ПМ является готовность обучающегося к выполнению вида профессиональной деятельности (в соответствии с рабочей программой ПМ) и сформированность профессиональных и общих компетенций.

Формой аттестации по ПМ является экзамен по модулю. Итогом экзамена является решение: «вид профессиональной деятельности освоен с оценкой _____ /не освоен».

Форма проведения экзамена: выполнение заданий, которые проверяют сформированность общих и профессиональных компетенций.

2. Формы контроля и оценивания элементов профессионального модуля

Таблица 1

Элемент профессионального модуля	Форма контроля и оценивания	
	Промежуточная аттестация	Текущий контроль
МДК 01.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений	экзамен (тестирование)	Тестирование
МДК 01.02 Выполнение работ по исследованию нефтяных и газовых скважин	экзамен (тестирование)	Тестирование
УП.01.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений	диф. зачет	Защита отчета по учебной практике
ПП.01.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений	диф. зачет	Защита отчета по производственной практике
ПМ.01.01 Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений	Экзамен по модулю (тестирование)	Тестирование

3. Результаты освоения профессионального модуля

3.1. Оценка профессиональных и общих компетенций

В результате контроля и оценки по ПМ осуществляется комплексная проверка следующих профессиональных и общих компетенций:

Таблица 2

Профессиональные компетенции	Показатели оценки результата
ПК 1.1	Осуществлять контроль и соблюдение основных технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений.
ПК 1.2	Выполнять обработку геологической информации о месторождении.
ПК 1.3	Осуществлять мероприятия по интенсификации добычи нефти и газа и увеличению нефтеотдачи пластов.
ПК 1.4	Оценивать добывные возможности скважин.

ПК 1.5	Проводить отдельные работы по исследованию нефтяных и газовых скважин.
Общие компетенции	Показатели оценки результата
ОК 01.	Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам
ОК 02.	Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации, и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности
ОК 03.	Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие, предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере, использовать знания по правовой и финансовой грамотности в различных жизненных ситуациях
ОК 04.	Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде
ОК 05.	Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста
ОК 07.	Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, применять знания об изменении климата, принципы бережливого производства, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях
ОК 09.	Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках

3.2. Общие и (или) профессиональные компетенции, проверяемые дополнительно: *(не предусмотрено)*

3.3. Требования к портфолио: *(не предусмотрено)*

3.4. Требования к курсовой работе (проекту): *(не предусмотрено)*

4. Оценка освоения теоретического курса профессионального модуля

4.1. Оценочные средства текущего контроля успеваемости и критерии оценки

4.1 Комплект тестовых заданий

МДК.01.01. Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений

Тема 1.1. Источники пластовой энергии и режимы работы нефтяных и газовых залежей

- 1.** Какой режим работы залежи характеризуется тем, что основной движущей силой является напор краевой (подошвенной) воды?
 - а) Растворённого газа
 - б) Газонапорный
 - в) Водонапорный
 - г) Гравитационный
- 2.** При каком режиме газовой залежи пластовое давление падает наиболее быстро (при отсутствии водонапора)?
 - а) Водонапорный
 - б) Газовый (истощение)
 - в) Упругий водонапорный
 - г) Газонапорный (с газовой шапкой)
- 3.** Какой источник пластовой энергии является преобладающим в начальный период разработки нефтяной залежи при давлении выше давления насыщения?
 - а) Расширение растворённого газа

- б) Упругость пласта и жидкости
 - в) Гравитация
 - г) Гидростатический напор
- 4.** Что такое «газовый фактор» и как он ведёт себя в режиме растворённого газа?
- а) Постоянен
 - б) Снижается
 - в) Растёт (выделение газа из нефти)
 - г) Не измеряется
- 5.** Как называется режим залежи, при котором газ выделяется из нефти во всём объёме пласта при снижении давления ниже давления насыщения, и выделившийся газ вытесняет нефть?
- 6.** Перечислите не менее трёх энергетических режимов нефтяных залежей (водонапорный, упругий, газонапорный, растворённого газа, гравитационный).
- 7.** Какой параметр является критерием для определения режима работы залежи (соотношение отбора жидкости и изменения давления)?
- 8.** Установите соответствие:
- 1 – Водонапорный режим
 - 2 – Газонапорный режим (с газовой шапкой)
 - 3 – Режим растворённого газа
- А. Движущая сила – расширение сжатого газа в газовой шапке
 - Б. Движущая сила – напор законтурной или подошвенной воды
 - В. Движущая сила – расширение выделяющегося из нефти газа
- 9.** Сопоставьте тип залежи с характерным режимом (на начальном этапе):
- 1 – Нефтяная залежь без газовой шапки (давление выше давления насыщения)
 - 2 – Газовая залежь
 - 3 – Нефтяная залежь с газовой шапкой
- А. Газовый (истощение) или водонапорный
 - Б. Упруговодонапорный
 - В. Газонапорный (расширение газовой шапки)
- 10.** Какой режим является наиболее эффективным для нефтяной залежи с точки зрения нефтеотдачи?
- а) Режим растворённого газа
 - б) Водонапорный
 - в) Гравитационный
 - г) Смешанный

Тема 1.2. Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

- 1.** Что понимается под «системой разработки» месторождения?
- а) Количество скважин на площади
 - б) Расположение скважин и порядок их ввода, обеспечивающий извлечение запасов
 - в) Способ бурения
 - г) Технология подготовки нефти
- 2.** Какой способ поддержания пластового давления наиболее распространён при разработке нефтяных месторождений в России?
- а) Закачка газа
 - б) Заводнение
 - в) Тепловое воздействие
 - г) Полимерное заводнение
- 3.** Что такое «плотность сетки скважин»?
- а) Количество скважин на единицу площади залежи
 - б) Расстояние между скважинами
 - в) Суммарный дебит всех скважин
 - г) Проницаемость пласта

4. Какой метод применяется для разработки газоконденсатных месторождений с целью поддержания пластового давления выше давления конденсации?
- Сайклинг-процесс (обратная закачка сухого газа)
 - Заводнение
 - Гидроразрыв пласта
 - Газлифт
5. Как называется этап разработки нефтяного месторождения, характеризующийся падением добычи нефти и ростом обводнённости (третий этап)?
6. Перечислите не менее трёх методов воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи (физико-химические, тепловые, газовые).
7. Какой параметр характеризует отношение суммарного отбора жидкости к геологическим запасам (коэффициент)?
8. Установите соответствие:
- Рядная система заводнения
 - Блочная система разработки
 - Площадная система заводнения
- Равномерная сетка нагнетательных и добывающих скважин по всей залежи
 - Залежь делится на блоки с нагнетательными скважинами на границах
 - Линейное расположение нагнетательных скважин параллельно рядам добывающих
9. Сопоставьте тип месторождения с преобладающим способом разработки:
- Газовое (сухой газ)
 - Газоконденсатное
 - Нефтяное с вязкой нефтью
- Заводнение + тепловые методы
 - Естественный режим (истощение) или сайклинг
 - Сайклинг-процесс (поддержание давления)
10. Какая стадия разработки газовой залежи соответствует началу падения пластового давления и дебитов (после периода постоянной добычи)?
- Начальная
 - Основная (падающей добычи)
 - Заключительная
 - Водонапорная

Тема 1.3. Методы воздействия на нефтяные и газовые пласты

1. Какой метод повышения нефтеотдачи основан на закачке полимерных растворов для увеличения вязкости вытесняющей воды?
- Полимерное заводнение
 - Гидроразрыв пласта
 - Закачка ПАВ
 - Внутрипластовое горение
2. Что такое «гидроразрыв пласта» (ГРП)?
- Закачка кислоты
 - Создание искусственных трещин в пласте закачкой жидкости под высоким давлением
 - Вибрационное воздействие
 - Термическое расширение
3. Какое тепловое воздействие наиболее эффективно для сверхвязких нефтей и битумов?
- Закачка горячей воды
 - Циклическая закачка пара (CSS) или SAGD
 - Электронагрев
 - Внутрипластовое горение (сжигание части нефти)
4. Какой метод относится к газовым (микробиологическим)?
- Закачка углекислого газа (CO₂) для снижения вязкости и набухания нефти

- б) Закачка азота
 в) Газлифт
 г) Закачка попутного газа
5. Как называется метод, при котором в пласт закачиваются микроорганизмы, продуцирующие ПАВ, кислоты или газ, способствующие увеличению нефтеотдачи?
6. Перечислите не менее трёх физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (закачка ПАВ, полимеров, щелочей, композиций).
7. Какой параметр пласта является основным ограничением для применения гидроразрыва?
8. Установите соответствие:
 1 – Заводнение
 2 – Закачка CO₂
 3 – Внутрислое горение
- А. Термический метод (частичное окисление нефти)
 Б. Вытеснение нефти водой
 В. Смешивание с нефтью, снижение вязкости, набухание
9. Сопоставьте метод интенсификации притока (для скважины) с его применением:
 1 – Кислотная обработка
 2 – Гидроразрыв пласта
 3 – Радиальный вскрытие (микроГРП)
- А. Создание небольших трещин вокруг скважины
 Б. Растворение карбонатных пород
 В. Создание крупной трещины для улучшения проводимости
10. Какой метод повышения нефтеотдачи считается наиболее экономичным для карбонатных коллекторов с низкой проницаемостью?
 а) Закачка горячей воды
 б) Кислотный ГРП (proppant не требуется, трещина травится)
 в) Закачка ПАВ
 г) Микробиологический метод

Ключи

№	Тема 1.1	Тема 1.2	Тема 1.3
1	в	б	а
2	б	б	б
3	б	а	б
4	в	а	а
5	Режим растворённого газа	Поздняя (третья) стадия разработки – падающей добычи	Микробиологическое воздействие (МУН) – микробное увеличение нефтеотдачи
6	Водонапорный, упругий, газонапорный, растворённого газа, гравитационный	Полимерное заводнение, закачка ПАВ, тепловые методы, газовые методы	ПАВ, полимерное, щелочное, композиционные составы
7	Индекс водонапора	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	Проницаемость (низкая), наличие глин, стресс-чувствительность
8	1–Б, 2–А, 3–В	1–В, 2–Б, 3–А	1–Б, 2–В, 3–А
9	1–Б, 2–А, 3–В	1–Б, 2–В, 3–А	1–Б, 2–В, 3–А
10	б	б	б

Тема 2.1. Контроль за разработкой залежей нефти, газа и газоконденсата

1. Что является основной целью контроля за разработкой залежи?
 - а) Максимальное извлечение запасов при экономически рентабельных темпах
 - б) Ускорение падения давления
 - в) Прекращение добычи при первых признаках обводнения
 - г) Только геологическое изучение
2. Какой параметр контролируется с помощью замеров пластового давления в пьезометрических скважинах?
 - а) Температура пласта
 - б) Энергетическое состояние залежи и эффективность заводнения
 - в) Скорость коррозии
 - г) Содержание серы
3. Что такое «гидродинамические исследования скважин» (ГДИС)?
 - а) Исследование состава флюида
 - б) Определение параметров пласта (проницаемости, скин-фактора) по кривым восстановления давления (КВД)
 - в) Измерение глубины скважины
 - г) Контроль герметичности обсадной колонны
4. Как часто проводятся промыслово-геофизические исследования (ПГИ) в эксплуатационных скважинах (обычно)?
 - а) Ежедневно
 - б) 1 раз в месяц
 - в) 1 раз в 6–12 месяцев (по плану)
 - г) Только при аварии
5. Как называется метод контроля за продвижением водонефтяного контакта с помощью замеров электрического сопротивления (каротаж) в наблюдательных скважинах?
6. Перечислите не менее трёх параметров, которые контролируются в процессе разработки (давление, дебит, обводнённость, газовый фактор, состав).
7. Какой прибор спускается в скважину для измерения профиля притока (расходомерия, термометрия)?
8. Установите соответствие:
 - 1 – Контроль за обводнением продукции
 - 2 – Контроль за давлением насыщения
 - 3 – Контроль за газовым фактором
 - А. Предотвращение выделения газа в пласте (давление ниже давления насыщения)
 - Б. Оптимизация режима работы газлифтных скважин
 - В. Оценка эффективности заводнения
9. Сопоставьте метод исследования с решаемой задачей:
 - 1 – Кривая восстановления давления (КВД)
 - 2 – Индикаторная диаграмма
 - 3 – Расходомерия
 - А. Зависимость дебита от депрессии
 - Б. Проницаемость пласта, скин-фактор, коэффициент пьезопроводности
 - В. Профиль притока (интервалы поступления флюида)
10. Что означает «фактор аномальности» (пластовое давление / гидростатическое) при контроле за разработкой?
 - а) Показатель степени переуплотнения
 - б) Отношение текущего пластового давления к гидростатическому
 - в) Темп падения давления
 - г) Коэффициент продуктивности

Тема 2.2. Оборудование и приборы для исследования пластов

1. Какой прибор используется для отбора глубинных проб пластовой жидкости (нефти, воды) при пластовых условиях?
 - а) Глубинный пробоотборник
 - б) Дебитомер
 - в) Манометр
 - г) Термометр
2. Какой тип скважинного прибора измеряет электрическое сопротивление пород (для определения насыщения)?
 - а) Гамма-каротаж
 - б) Индукционный каротаж (ИК) или боковой каротаж (БК)
 - в) Акустический каротаж
 - г) Термометрия
3. Что такое «глубинный манометр»?
 - а) Манометр на устье
 - б) Прибор, спускаемый в скважину для измерения пластового и забойного давления во времени
 - в) Барометр
 - г) Датчик давления на насосе
4. Какой метод позволяет определить пористость и плотность пород по рассеянию нейтронов (нейтронный каротаж)?
 - а) ГМК (гравимагнитный)
 - б) НГК (нейтронный гамма-каротаж)
 - в) АК (акустический)
 - г) СП (самопроизвольной поляризации)
5. Как называется оборудование, устанавливаемое на устье скважины для измерения дебита нефти, газа и воды (групповая замерная установка – ГЗУ)?
6. Перечислите не менее трёх типов каротажа, используемых при исследовании разрезов скважин (электрический, радиоактивный, акустический, газовый).
7. Какой прибор измеряет профиль притока (дебит по интервалам) с помощью вертушек или тепловых датчиков?
8. Установите соответствие:
 - 1 – Дебитомер
 - 2 – Пробоотборник
 - 3 – Термометр сопротивления
 - А. Отбор проб флюида на заданной глубине
 - Б. Измерение скорости потока жидкости в скважине
 - В. Измерение температуры по стволу для выявления интервалов притока/приёмистости
9. Сопоставьте тип исследования с основным прибором:
 - 1 – Гидродинамические исследования
 - 2 – Геофизические исследования (каротаж)
 - 3 – Исследование состава флюида
 - А. Кабельный спуск датчиков (манометр, расходомер)
 - Б. Хроматограф, пробоотборник
 - В. Электрические, радиоактивные, акустические зонды
10. Какой метод исследования пластов даёт информацию о проницаемости пласта в околоскважинной зоне без отбора керна?
 - а) Керноотборник
 - б) Гидропрослушивание (интерференционные прокачки)
 - в) Микрокаротаж
 - г) Атмосферная отгонка

Ключи

№	Тема 2.1	Тема 2.2
---	----------	----------

1	а	а
2	б	б
3	б	б
4	в	б
5	Электрический каротаж (БК, ИК) в наблюдательных скважинах	Групповая замерная установка (ГЗУ) или сепаратор-счетчик
6	Пластовое давление, дебит жидкости, обводнённость продукции, газовый фактор, забойное давление	Электрический (БК, ИК), радиоактивный (ГК, НГК), акустический (АК), газовый каротаж
7	Расходомер	Расходомер
8	1–В, 2–А, 3–Б	1–Б, 2–А, 3–В
9	1–Б, 2–А, 3–В	1–А, 2–В, 3–Б
10	б	б

4.2. Оценочные средства промежуточной аттестации и критерии оценки

Тесты к экзамену по МДК.01.01

- Какой режим залежи характеризуется продвижением законтурной воды в пласт, компенсирующей отбор флюида?
 - Газонапорный
 - Режим растворённого газа
 - Водонапорный
 - Гравитационный
- Как называется метод поддержания пластового давления путём нагнетания воды в пласт через специальные скважины?
 - Заводнение
 - Сайклинг-процесс
 - Газлифт
 - Гидроразрыв пласта
- Какой параметр контролируется с помощью кривых восстановления давления (КВД)?
 - Вязкость нефти
 - Проницаемость и скин-фактор
 - Содержание серы
 - Плотность газа
- Какое устройство используется для отбора проб пластовой жидкости на глубине с сохранением пластовых условий?
 - Дебитомер
 - Глубинный пробоотборник
 - Термометр сопротивления
 - Манометр
- Как называется этап разработки нефтяного месторождения, характеризующийся бурением основной сетки скважин и выходом на максимальный уровень добычи (первый-второй этапы)?
- Перечислите не менее трёх методов повышения нефтеотдачи (термические, химические, газовые).
- Какой прибор спускается в скважину для измерения профиля притока (определения интервалов поступления жидкости)?

8. Установите соответствие:

1 – Система заводнения рядная

2 – Система заводнения площадная

3 – Система разработки с естественным режимом

А. Нагнетательные скважины распределены равномерно по всей залежи

Б. Нагнетательные скважины расположены в ряды параллельно добывающим

В. Отсутствие нагнетания, энергия пласта естественная

9. Сопоставьте метод исследования с его целью:

1 – Гидродинамические исследования (ГДИС)

2 – Промыслово-геофизические исследования (ПГИ)

3 – Исследование состава флюида

А. Определение параметров пласта (проницаемость, пьезопроводность)

Б. Контроль насыщения, обводнения, цементирования

В. Хроматографический анализ газа, плотность нефти

10. Какой метод воздействия на призабойную зону пласта применяется для удаления глинистой корки и увеличения проницаемости в терригенных коллекторах?

а) Солянокислотная обработка

б) Гидропескоструйная перфорация

в) Гидроразрыв пласта

г) Термогазохимическое воздействие

Сводная таблица ответов (ключи)

№	Ответ
1	в
2	а
3	б
4	б
5	Основная стадия
6	Полимерное заводнение, закачка CO ₂ , термические методы (SAGD, внутрипластовое горение)
7	Расходомер
8	1–Б, 2–А, 3–В
9	1–А, 2–Б, 3–В
10	в

Тесты к экзамену по МДК 01.02

1. Какой метод исследования скважин позволяет определить коэффициент продуктивности (зависимость дебита от депрессии)?

а) Кривая восстановления давления (КВД)

б) Индикаторная диаграмма

в) Расходометрия

г) Термометрия

2. Какое оборудование используется для измерения забойного давления в работающей скважине (глубинный манометр)?

а) Дебитомер

б) Манометр с регистратором (например, типа МГТ, КС)

в) Пробоотборник

г) Штанговый глубинный насос

3. Что такое «кривая восстановления давления» (КВД)?
- Зависимость давления на устье от времени
 - Зависимость забойного давления от времени после остановки скважины
 - Зависимость дебита от давления
 - Зависимость температуры от глубины
4. Какой прибор измеряет профиль притока (распределение дебита по интервалам перфорации)?
- Глубинный манометр
 - Расходомер (вертушечный, тепловой)
 - Пробоотборник
 - Гамма-каротажный зонд
5. Как называется метод исследования, при котором в скважину спускают несколько датчиков (давление, температура, расходомер) одновременно на кабеле?
6. Перечислите не менее трёх параметров, определяемых при гидродинамических исследованиях скважин (проницаемость, скин-фактор, коэффициент пьезопроводности, продуктивность).
7. Какой документ оформляется по результатам исследования скважины (отчёт, акт, паспорт скважины)?
8. Установите соответствие между типом исследования и его назначением:
- Исследование на приток (индикаторная диаграмма)
 - Исследование на КВД
 - Исследование на приёмистость
- Оценка проницаемости пласта и скин-фактора
 - Определение коэффициента продуктивности
 - Оценка эффективности закачки (для нагнетательных скважин)
9. Сопоставьте тип прибора с измеряемым параметром:
- Термометр сопротивления
 - Глубинный дебитомер
 - Пробоотборник
- Объёмная скорость потока жидкости в стволе
 - Отбор проб флюида при пластовых условиях
 - Температура по стволу (выявление интервалов притока)
10. Какой метод позволяет оценить скин-фактор (степень загрязнения призабойной зоны) без остановки скважины?
- КВД
 - Анализ гармонической декомпрессии (метод обратной закачки)
 - Исследование в процессе работы (постепенное изменение режима)
 - Невозможно без остановки

Сводная таблица ответов (ключи)

№	Ответ
1	б
2	б
3	б
4	б
5	Комплексное исследование
6	Проницаемость, скин-фактор, коэффициент пьезопроводности, коэффициент продуктивности

7	Паспорт скважины
8	1–Б, 2–А, 3–В
9	1–В, 2–А, 3–Б
10	в

**5. Фонд оценочных средств для экзамена по модулю
Оценочные средства для проверки уровня сформированности компетенций**

Номер задания	Содержание вопроса	Правильный ответ	Компетенция
1.	Замер пластового давления в эксплуатационных скважинах производится: а) термометром б) силомером в) манометром г) секундомером	в)	ПК 1.1, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
2.	Режимы работы нефтяных залежей а) водонапорный б) поровый в) упруговодонапорный г) газонапорный д) проницаемый е) режим растворенного газа ж) гравитационный з) смешанный.	а) в) г) ж) з)	ПК 1.2, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
3.	Разработка нефтяных месторождений направляется и регулируется рядом проектных документов: а) Принципиальная схема разработки. б) Проект обустройства месторождения в) Технологическая схема разработки. г) Проект разработки. д) Уточненный проект разработки. е) Проект опытно-промышленной разработки.	а) в) г) д) е) ж)	ПК-1.1, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
4.	После открытия месторождения углеводородов, что самое первое лежит в основе его разработки?	оценка запасов	ПК 1.1, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
5.	При исследовании газлифтной скважины измеряют: а) дебит нефти б) расход воды в) расход газа г) рабочее давление закачки газа	а) в) г)	ПК 1.4, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
6.	Какие месторождения относятся к уникальным по величине извлекаемых запасов нефти и балансовым запасам газа? а) содержащие более 30 млн. тонн нефти или более 50 млрд. куб. метров газа; б) содержащие более 50 млн. тонн нефти или более 300 млрд. куб. метров газа;	д	ПК 1.2, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09

	<p>с) содержащие более 500 млн. тонн нефти или более 300 млрд. куб. метров газа;</p> <p>д) содержащие более 300 млн. тонн нефти или более 500 млрд. куб. метров газа;</p> <p>е) нет правильного ответа.</p>		
7.	<p>Для нейтрализации воздействия кислоты на пласт и оборудование к кислотному раствору добавляют:</p> <p>а) гидраты</p> <p>б) нейтрализаторы</p> <p>с) асфальтены</p> <p>д) стабилизаторы</p> <p>е) газ</p> <p>ф) интенсификаторы</p> <p>г) ингибиторы</p>	<p>б)</p> <p>д)</p> <p>ф)</p> <p>г)</p>	<p>ПК 1.3, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09</p>
8.	<p>Когда проявляется жесткий водонапорный режим работы залежи?</p> <p>а) С момента начала распространения депрессионной воронки за пределы водонефтяного контакта</p> <p>б) Когда вода внедряется в нефтяную зону и вытесняет нефть к забоям добывающих скважин</p> <p>с) Когда наступает равновесие (баланс) между отбором из залежи жидкости и поступлением в пласт краевых или подошвенных вод</p>	<p>с)</p>	<p>ПК 1.2, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09</p>
9.	<p>Что представляют собой нефтяные залежи?</p>	<p>содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом</p>	<p>ПК 1.1, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09</p>
10.	<p>Что такое объемный коэффициент пластовой нефти и что он показывает?</p> <p>а) Это отношение объема нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти в поверхностных условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ дегазированной нефти;</p> <p>б) Это отношение объема нефти в поверхностных условиях к объему этой же нефти в пластовых условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в поверхностных условиях занимает 1 м³ нефти в пластовых условиях;</p> <p>с) Это отношение объема нефти в поверхностных условиях к объему этой же нефти в пластовых условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ дегазированной нефти;</p>	<p>а</p>	<p>ПК 1.2, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09</p>

	d) нет правильного ответа.		
11.	Насыщенность это –	отношение объема V_f данного флюида, содержащегося в порах, к объёму активных пор $V_{п}$	ПК 1.4, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
12.	Верхняя граница применимости закона Дарси определяется	уменьшение потерь давления на эффекты, связанные с инерционными силами	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
13.	Нижняя граница закона Дарси наблюдается	при очень малых скоростях и малых градиентах давления	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
14.	Эффективная пористость определяется	объёмом связанных между собой пор	ПК 1.4, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
15.	Закон Дарси имеет в дифференциальной форме вид:	$w = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial s}$	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
16.	Вязкость измеряется в а) Па/с б) Па/м в) Па*с г) Па*м	с)	ПК 1.4, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
17.	Градиент давления измеряется в а) Па*м б) Па*с в) Па/с г) Па/м	д)	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
18.	1 дарси равен а) $1,02 \cdot 10^{12} \text{ м}^2$ б) $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ в) $0,5 \text{ м}^2$ г) 1 м^2	б)	ПК 1.4, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
19.	Критерием нарушения закона Дарси при больших скоростях фильтрации является...	число Рейнольдса	ПК 1.4, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
20.	Физический смысл проницаемости заключается в том, что проницаемость характеризует	а)	ПК 1.4, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09

	<p>а) площадь сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация</p> <p>б) просветность пористой среды, по которой происходит фильтрация</p> <p>в) коэффициент гидравлического сопротивления пористой среды, по которым происходит фильтрация</p>		
21.	<p>По определению одномерным называется поток, ...</p> <p>а) в котором параметры являются функцией только одной пространственной координаты, направленной по линии тока.</p> <p>б) в котором все частицы движутся вдоль одной линии.</p> <p>в) в котором параметры описываются скалярными функциями.</p> <p>г) в котором параметры являются функциями только одной переменной – времени, отсчитываемого от начала движения фильтрационного потока.</p>	а)	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
22.	<p>Несовершенная скважина по степени вскрытия –</p>	<p>это скважина с открытым забоем, который не доходит до подошвы пласта</p>	ПК 1.3, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
23.	<p>Несовершенная по характеру вскрытия пласта скважина</p> <p>а) это скважина, доведённая до подошвы пласта и сообщающаяся с пластом через отверстия в колонне труб, в цементном кольце или в специальном фильтре</p> <p>б) это скважина, не вскрывшая пласт на всю его мощность</p> <p>в) это скважина, вскрывшая пласт на всю его мощность, призабойная зона которой кольматирована</p>	а)	ПК 1.3, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
24.	<p>Слоистая неоднородность это –</p> <p>а) неоднородность по площади пласта.</p> <p>б) неоднородность, при которой фильтрационные характеристики плавно изменяются по всему пласту.</p> <p>в) неоднородность по толщине пласта.</p> <p>г) неоднородность, при которой фильтрационные характеристики резко изменяются по всему пласту.</p>	в)	ПК 1.3, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
25.	<p>Зональная неоднородность это –</p> <p>а) неоднородность по толщине пласта.</p> <p>б) неоднородность, при которой фильтрационные характеристики плавно изменяются по всему пласту.</p>	в)	ПК 1.3, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09

	<p>с) неоднородность по площади пласта.</p> <p>д) неоднородность, при которой фильтрационные характеристики резко изменяются по всему пласту.</p>		
26.	<p>Каково влияние проницаемости призабойной зоны на дебит скважины?</p> <p>а) сильное влияние</p> <p>б) слабое влияние</p> <p>с) влияние отсутствует</p>	а)	ПК 1.3, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
27.	<p>При совместной работе в пласте N скважин результирующий потенциал</p> <p>а) есть среднее арифметическое потенциалов всех скважин</p> <p>б) есть максимальный потенциал из потенциалов всех скважин</p> <p>с) есть минимальный потенциал из потенциалов всех скважин</p> <p>с) есть сумма потенциалов всех скважин</p> <p>д) определяется по сложной зависимости</p>	с)	ПК 1.1, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
28.	<p>Под упругим запасом жидкости в пласте понимают количество жидкости, которое можно извлечь из пласта при снижении давления в нем за счет</p> <p>а) объемной упругости твердого скелета пласта и насыщающих его жидкостей</p> <p>б) объемной упругости насыщающих пласт жидкостей</p> <p>с) объемной упругости твердого скелета пласта</p> <p>д) упругого расширения растворенных в жидкости газов</p>	а)	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
29.	<p>При разработке $p_{пл}$ падает, при этом пористость</p>	уменьшается	ПК 1.1, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
30.	<p>Скорость распространения изменения пластового давления характеризуется</p> <p>а) коэффициентом пьезопроводности пласта</p> <p>б) коэффициентом пористости пласта</p> <p>с) коэффициентом проницаемости пласта</p> <p>д) коэффициентом упругоёмкости пласта</p>	а)	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
31.	<p>Установите соответствие между типом исследования и его назначением:</p> <p>1 – Исследование на приток (индикаторная диаграмма)</p> <p>2 – Исследование на КВД</p> <p>3 – Исследование на приёмистость</p> <p>А. Оценка проницаемости пласта и скин-фактора</p> <p>Б. Определение коэффициента продуктивности</p> <p>В. Оценка эффективности закачки (для нагнетательных скважин)</p>	1–Б, 2–А, 3–В	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09

32.	Сопоставьте тип прибора с измеряемым параметром: 1 – Термометр сопротивления 2 – Глубинный дебитомер 3 – Пробоотборник А. Объёмная скорость потока жидкости в стволе Б. Отбор проб флюида при пластовых условиях В. Температура по стволу (выявление интервалов притока)	1–А, 2–Б, 3–В	ПК 1.5, ОК 01-ОК 05, ОК 07, ОК 09
-----	--	---------------	-----------------------------------

3.2. Критерии оценки

Оценка	Результаты выполнения задания	Отношение полученного количества баллов
«отлично»	выставляется если обучающийся имеет глубокие знания, умения, навыки, демонстрирует полное понимание проблемы, все задачи решены	от 91 до 100
«хорошо»	выставляется если обучающийся имеет полные знания, умения, навыки, демонстрирует значительное понимание проблемы, все задачи решены	от 81 до 90
«удовлетворительно»	выставляется если обучающийся имеет низкий уровень знаний, умений, навыков, демонстрирует частичное понимание проблемы, большинство задач решены	от 51 до 80
«неудовлетворительно»	не выполнены условия оценки «удовлетворительно»	от 0 до 50