Минобрнауки России

Бузулукский гуманитарно-технологический институт (филиал)

федерального государственного бюджетного образовательного учреждения

высшего образования

**«Оренбургский государственный университет»**

Кафедра технической эксплуатации и ремонта автомобилей

**Фонд**

**оценочных средств**

по дисциплине

*«Б.1.Б.31 Основы нефтегазового дела»*

Уровень высшего образования

БАКАЛАВРИАТ

Направление подготовки

*23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов*

(код и наименование направления подготовки)

*Сервис транспортных и технологических машин и оборудования (нефтегазодобыча)*

 (наименование направленности (профиля) образовательной программы)

Квалификация

*Бакалавр*

Форма обучения

*Заочная*

Бузулук 2018

Фонд оценочных средств предназначен для контроля знаний обучающихся направления 23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов по дисциплине «Основы нефтегазового дела»

Фонд оценочных средств рассмотрен и утвержден на заседании кафедры

Кафедра технической эксплуатации и ремонта автомобилей

*наименование кафедры*

протокол № \_\_\_\_\_\_\_\_от "\_\_\_" \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_г.

Первый заместитель директора по УР

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Е.В. Фролова \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

 *наименование факультета подпись расшифровка подписи*

*Исполнители:*

 преподаватель А.О Шустерман

 *должность подпись расшифровка подписи*

 доцент А.В. Спирин

 *должность подпись расшифровка подписи*

**Раздел 1. Перечень компетенций, с указанием этапов их формирования в процессе освоения дисциплины**

| Формируемые компетенции | Планируемые результаты обучения по дисциплине, характеризующие этапы формирования компетенций | Виды оценочных средств по уровню сложности/шифр раздела в данном документе |
| --- | --- | --- |
| ОПК-2 владеть научными основами технологических процессов в области эксплуатации транспортно-технологических машин и комплексов | **Знать:** - основы технологических процессов добычи нефти и газа. | **Блок А –** задания репродуктивного уровня. Фонд тестовых заданий, вопросы для опроса. |
| **Уметь:** - правильно оценить уровень техники и технологии бурения, эксплуатации и ремонта скважин. | **Блок В –** задания реконструктивного уровня. Контрольная работаПрактические занятия. |
| **Владеть:** научными основами технологических процессов в области добычи нефти и газа. | **Блок С –** задания практико-ориентированного уровня. Практические задания. |
| ПК-18 способность к анализу передового научно-технического опыта и тенденций развития технологий эксплуатации транспортных и транспортно-технологических машин и оборудования  | **Знать:**- технологию и технику бурения нефтяных и газовых скважин. | **Блок А –** задания репродуктивного уровня. Фонд тестовых заданий, вопросы для опроса. |
| **Уметь:**- выполнять простейшие расчеты по выбору оборудования для фонтанной и насосной добычи нефти, ремонта скважин. | **Блок В –** задания реконструктивного уровня. Контрольная работаПрактические занятия. |
| **Владеть:**– задачами приближенного прогнозирования технического состояния фонтанных и насосных скважин;– основной терминологией по нефтегазовому делу. | **Блок С –** задания практико-ориентированного уровня. Практические задания. |

**Раздел 2. Типовые контрольные задания и иные материалы, необходимые для оценки планируемых результатов обучения по дисциплине (оценочные средства). Описание показателей и критериев оценивания компетенций, описание шкал оценивания.**

**Оценочные средства**

**Блок А**

А.0Фонд тестовых заданий

**Раздел 1** **История развития нефтегазового дела.**

1. Технологический режим эксплуатации фонтанной скважины регулируют
	1. дросселем
	2. обратным клапаном
	3. буферной задвижкой
	4. центральной задвижкой
2. Образцовый манометр для измерения давления на устье, в затрубном пространстве устанавливается на
	1. фонтанной ёлке
	2. трубной обвязке
	3. колонной обвязке
	4. выкидных линиях фонтанной ёлки
3. Боковой поверхностью обсаженной скважины является
	1. кондуктор
	2. насосно-компрессорные трубы
	3. промежуточная обсадная колонна
	4. обсадная эксплуатационная колонна
4. Основные узлы трубной обвязки фонтанной арматуры:
	1. тройник
	2. дроссель
	3. крестовина
	4. ответный фланец
	5. запорные устройства
	6. манометр с запорно-разрядным устройством
5. Фонтанная, нагнетательная арматура состоит из
	1. трубной обвязки и фонтанной ёлки
	2. фонтанной ёлки и колонной обвязки
	3. трубной обвязки и нагнетательной ёлки
	4. нагнетательной ёлки и колонной обвязки
6. Типы колонных обвязок:
	1. ОФК
	2. ОКК
	3. ОММ
	4. ОКМ
	5. ОМН
7. Основные узлы колонной обвязки {муфтового, клиньевого} типа
	1. клин
	2. конус
	3. корпус
	4. манометр
	5. кондуктор
	6. малая подвеска
	7. муфтовая подвеска
	8. обсадная эксплуатационная колонна
	9. НКТ расшифровывается
		1. насосно-компактные трубы
		2. насосно-контрольные трубы
		3. насосно-компрессорные трубы
		4. напряжённо-компрессорные трубы
	10. На фонтанной арматуре устанавливаются следующие контролирующие приборы:
		1. два дросселя
		2. два манометра
		3. две задвижки
		4. дроссель и манометр
		5. манометр и задвижка
		6. задвижка и дроссель
	11. НКТ подвешивается к трубной обвязке на
		1. резьбе, либо на трубе
		2. муфтовой подвеске, либо на резьбе
		3. трубе, либо на клиньевой подвеске
		4. клиньевой подвеске, либо на муфтовой подвеске
	12. Фонтанная ёлка, трубная обвязка фонтанной арматуры предназначена для
		1. спуска НКТ
		2. закрытия скважины
		3. герметизации устья скважины
		4. герметизации затрубного пространства
		5. контроля давления на устье скважины
		6. контроля давления на забое скважины
		7. контроля давления в затрубном пространстве
		8. регулирования технологического режима эксплуатации скважин
	13. Основные типы нагнетательных, фонтанных ёлок
		1. составные
		2. крестовые
		3. тройниковые
		4. комбинированные

**Раздел 2 Бурение нефтяных и газовых скважин.**

* 1. Правильное соотношение (в одном МПа)
		1. 1 МПа = 10-1 кгс/см2
		2. 1 МПа = 100 кгс/см2
		3. 1 МПа = 101 кгс/см2
		4. 1 МПа = 102 кгс/см2
	2. Правильное соотношение (в одном литре)

1) 1 л = 1 м3

2) 1 л = 1 дм3

3) 1 л = 1 мм3

4) 1 л = 1 см3

* 1. Установите соответствие и в ответе к букве поставьте соответствующую цифру:



|  |  |
| --- | --- |
| Условное обозначение узлов | Варианты ответов |
| a) |  |  | Название узлов1. вентиль
2. манометр
3. тройник
4. крестовина
5. дроссель
6. обратный клапан

Ответ:a , b , с , d , e , f  |
| b) |
| c) |
| d) |
| e) |
| f) |

* 1. Дроссель, конструкция которого аналогична вентилю, относится к
		1. нерегулируемому типу
		2. регулируемому типу
		3. комбинированному типу
	2. Центральная задвижка фонтанной ёлки устанавливается на
		1. тройнике фонтанной ёлки
		2. крестовине фонтанной ёлки
		3. верхний фланец трубной обвязки
		4. боковых отводах фонтанной ёлки
		5. верхний фланец колонной обвязки
	3. Дроссель регулированного типа лучше нерегулированного тем, что
		1. такой дроссель не может регулировать режим эксплуатации скважин, если в продукции скважины присутствует абразивный материал
		2. если в продукции скважины отсутствует абразивный материал, такой тип дросселя удобен в эксплуатации
		3. такой дроссель не может регулировать режим эксплуатации скважин, если в продукции скважины отсутствует абразивный материал
		4. такой тип дросселя более надёжен в эксплуатации, если в продукции скважины присутствует абразивный материал
	4. Фонтанная, нагнетательная ёлка состоит из
		1. тройника
		2. манометра
		3. дросселя
		4. кондуктора
		5. крестовины
		6. обратного клапана
		7. запорных устройств
	5. Из шифра фонтанной ёлки можно узнать следующую информацию
		1. рабочее давление
		2. дата изготовления
		3. фирма-изготовитель
		4. условный проход ствола ёлки
		5. количество центральных задвижек
		6. обозначение номера схемы фонтанной ёлки
	6. Фонтанная ёлка, трубная обвязка устанавливается на
		1. насосно-компрессорные трубы
		2. верхний фланец трубной обвязки
		3. верхний фланец колонной обвязки
		4. обсадную эксплуатационную колонну
	7. Нагнетательная, фонтанная арматура устанавливается на
		1. насосно-компрессорные трубы
		2. верхний фланец трубной обвязки
		3. верхний фланец колонной обвязки
		4. обсадную эксплуатационную колонну
	8. ОКК расшифровывается как
		1. обвязка колонная круглая
		2. обвязка корпусная круглая
		3. обвязка колонная квадратная
		4. обвязка колонная клиньевая
		5. обвязка корпусная коническая
	9. ОКМ расшифровывается как
		1. обвязка колонная малая
		2. обвязка корпусная молодая
		3. обвязка колонная муфтовая
		4. обвязка корпусная муфтовая
		5. обвязка корпусная малая
	10. Различают следующие типы колонных обвязок:
		1. ОКК и ОКФ
		2. ОКФ и ОКМ
		3. ОКМ и ОКТ
		4. ОКМ и ОКК
		5. ОКТ и ОКА
		6. ОКА и ОКФ
	11. Фонтанная арматура классифицируется по следующим параметрам:
		1. по рабочему давлению
		2. по числу спускаемых НКТ
		3. по типу запорных устройств
		4. по конструкции фонтанной ёлки
		5. по количеству запорных устройств
		6. по количеству установленных манометров
	12. Добывающая, нагнетательная скважина предназначена для
		1. закачки газа или воды в пласт
		2. подъёма продукции скважины на дневную поверхность
		3. для откачки продукции скважины от устья до сборного пункта
	13. Затрубное пространство в добывающей скважине – это пространство между
		1. НКТ и кондуктором
		2. башмаком НКТ и забоем скважины
		3. НКТ и обсадной эксплуатационной колонной
		4. НКТ и промежуточной обсадной колонной
		5. обсадной эксплуатационной колонной и кондуктором
	14. При депрессии соотношение между давлениями следующее:
		1. давление на забое равно давлению на устье
		2. давление на забое меньше давления на устье
		3. давление на забое больше давления на устье
		4. пластовое давление больше давления на забое
		5. пластовое давление меньше давления на забое
		6. пластовое давление равняется давлению на забое
	15. Самая верхняя точка фонтанной ёлки называется
		1. буфером
		2. дросселем
		3. тройником
		4. крестовиной
		5. центральной задвижкой
	16. Диаметр отверстия дросселя нерегулируемого типа может меняться
		1. от 1 до 10 мм
		2. от 3 до 35 мм
		3. от 10 до 50 мм
		4. от 20 до 100 мм
	17. Назначение патрубка, который устанавливается после дросселя, –
		1. противостоять ударам струи
		2. противостоять увеличению температуры
		3. помогать двигаться продукции скважины
		4. противостоять уменьшению температуры
		5. мешать двигаться продукции скважины
		6. противостоять абразивному разрушению струёй
	18. Фонтанная арматура классифицируется по давлению
		1. от 5 до 50 МПа
		2. от 13 до 130 МПа
		3. от 14 до 140 МПа
		4. от 15 до 150 МПа

**Раздел 3 Общие сведения и разработка нефтяных месторождений.**

* 1. Назначение нагнетательной ёлки, трубной обвязки нагнетательной арматуры
		1. для подвески НКТ
		2. для обвязки обсадных колонн
		3. для выполнения ремонтных работ
		4. для исследовательских и ремонтных работ
		5. для герметизации межтрубного пространства
		6. для проведения различных технологических операций;
		7. для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды (газа)
		8. для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе подъёма из скважины воды (газа)
		9. для проведения исследовательских работ и мероприятий по повышению приемистости пласта, осуществляемых без прекращения закачки.
	2. Дроссель устанавливается на
		1. боковых отводах трубной обвязки
		2. выкидных линиях фонтанной ёлки
		3. боковых отводах колонной обвязки
	3. Нагнетательная скважина предназначена
		1. для закачки нефти из пласта
		2. для закачки воды в пласт
		3. для подъёма воды из пласта
		4. для подъёма нефти из пласта
	4. Верхняя граница продуктивного пласта называется
		1. пол
		2. крыша
		3. кровля
		4. подошва
	5. Тройник, установленный; крестовина, установленная на фонтанной ёлке, предназначен (а) для
		1. глушения скважины
		2. отвода продукции скважины
		3. регулирования режима эксплуатации
	6. Согласно ГОСТ 13846-89 изготавливают следующее количество нагнетательных ёлок:
		1. 1 схема
		2. 2 схемы
		3. 3 схемы
		4. 4 схемы
	7. Динамический, статический уровень в затрубном пространстве нефтяной скважины устанавливается
		1. после длительной остановки скважины
		2. во время отбора жидкости из скважины через НКТ
		3. во время отбора жидкости из скважины через затрубное пространство
	8. Забойное, пластовое давление скважины можно оценить по положению
		1. устьевого уровня
		2. статического уровня
		3. динамического уровня
	9. Колонная обвязка типа ОКК изготавливается на рабочие давления
		1. 5 МПа
		2. 14 МПа
		3. 21 МПа
		4. 35 МПа
		5. 50 МПа
		6. 70 МПа
	10. Колонная обвязка типа ОКМ изготавливается на рабочее давление
		1. 5 МПа
		2. 14 МПа
		3. 21 МПа
		4. 35 МПа
		5. 50 МПа
		6. 70 МПа
	11. Центральная задвижка предназначена для
		1. замера давления на устье
		2. замера давления на забое
		3. перекрытия потока продукции скважины
		4. регулирования режима эксплуатации скважины

**Раздел 4 Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин**



* 1. На рисунке изображена колонная обвязка типа
		1. ОФК
		2. ОКК
		3. ОММ
		4. ОКМ
		5. ОМН
	2. На рисунке изображен (а)



* + 1. колонная обвязка типа ОКК
		2. колонная обвязка типа ОКМ
		3. дроссель регулируемого типа
		4. дроссель нерегулируемого типа

* 1. На рисунке изображен (а)



* 1. дроссель
	2. колонная обвязка
	3. трубная обвязка
1. На рисунке представлена конструкция

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок конструкции | Варианты ответов |
|  | 1. клапан
2. дроссель
3. вентиль
4. задвижка
 |

1. На рисунке представлена конструкция

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок конструкции | Варианты ответов |
|  | 1. клапан
2. вентиль
3. задвижка
4. пробковый кран
5. задвижка прямоточная
6. задвижка шиберная с недвижным шибером
 |

1. На рисунке представлена конструкция

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок конструкции | Варианты ответов |
|  | 1. вентиль
2. клапан
3. задвижка
4. пробковый кран
5. задвижка прямоточная
6. задвижка шиберная с недвижным шибером
 |

1. На рисунке представлена конструкция

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок конструкции | Варианты ответов |
|  | 1. вентиль
2. клапан
3. задвижка
4. пробковый кран
5. задвижка прямоточная
6. задвижка шиберная с недвижным шибером
7. задвижка шиберная с подвижным шибером
 |

1. На рисунке изображены насосно-компрессорные трубы (ГОСТ 633-80).

Определите тип НКТ согласно рисунку

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок НКТ | Типы НКТ |
|  | 1. трубы гладкие
2. трубы гладкие высокогерметичные
3. трубы с высаженными наружу концами
4. трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами
 |

1. На рисунке изображены насосно-компрессорные трубы (ГОСТ 52203-2004). Определите тип НКТ согласно рисунка

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок НКТ | Типы НКТ |
|  | 1. без резьбы
2. гладкие с треугольной резьбой и муфтой
3. с высаженными наружу концами с треугольной резьбой и муфтой
4. гладкие и с высаженными наружу концами и муфта- ми с треугольной резьбой и уплотнительными коль- цами из неметаллических материалов
5. гладкие высокогерметичные с трапецеидальной резьбой и муфтой
6. высокогерметичные безмуфтовые с высаженными наружу концами и трапецеидальной резьбой
 |

1. На рисунке изображены насосно-компрессорные трубы типа (ГОСТ 52203-2004). Определите тип НКТ согласно рисунка

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок НКТ | Типы НКТ |
|  | 1. без резьбы
2. гладкие с треугольной резьбой и муфтой
3. с высаженными наружу концами с треугольной резьбой и муфтой
4. гладкие и с высаженными наружу концами и муфтами с треугольной резьбой и уплотнительными кольцами из неметаллических материалов
5. гладкие высокогерметичные с трапецеидальной резьбой и муфтой
6. высокогерметичные безмуфтовые с высаженны- ми наружу концами и трапецеидальной резьбой
 |

1. На рисунке изображены насосно-компрессорные трубы типа (ГОСТ 52203-2004). Определите тип НКТ согласно рисунка

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок НКТ | Типы НКТ |
|  | 1. без резьбы
2. гладкие с треугольной резьбой и муфтой
3. с высаженными наружу концами с треугольной резь- бой и муфтой
4. гладкие и с высаженными наружу концами и муфтами с треугольной резьбой и уплотнительными кольцами из неметаллических материалов
5. гладкие высокогерметичные с трапецеидальной резьбой и муфтой
6. высокогерметичные безмуфтовые с высаженными наружу концами и трапецеидальной резьбой
 |

1. На рисунке изображены насосно-компрессорные трубы типа (ГОСТ 633-80). Определите тип НКТ согласно рисунку

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок НКТ | Типы НКТ |
|  | 1. трубы гладкие
2. трубы гладкие высокогерметичные
3. трубы с высаженными наружу концами
4. трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами
 |

1. На рисунке изображены насосно-компрессорные трубы типа (ГОСТ 633-80). Определите тип НКТ согласно рисунка

|  |  |
| --- | --- |
| Рисунок НКТ | Типы НКТ |
|  | 1. трубы гладкие
2. трубы гладкие высокогерметичные
3. трубы с высаженными наружу концами
4. трубы безмуфтовые с высаженными нару- жу концами
 |

1. На рисунке изображён подъёмник

|  |  |
| --- | --- |
| Схема подъёмника | Варианты ответов |
|  | Название подъёмника1. двухрядный подъёмник центральной системы
2. двухрядный подъёмник кольцевой системы
3. двухрядный подъёмник скважинной системы
4. однорядный подъёмник центральной системы
5. однорядный подъёмник кольцевой системы
6. однорядный подъёмник скважинной системы
 |

**Раздел 5 Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин**

1. Скважина называется газлифтной, если
	* 1. в неё закачивается вода
		2. из неё поднимается вода
		3. из неё поднимается воздух
		4. в неё закачивается воздух
		5. в неё закачивается углеводородный газ
		6. из неё поднимается углеводородный газ
2. Некоторые достоинства однорядного газлифтного подъёмника
3. низкое пусковое давление
4. уменьшение выноса песка из скважины
5. возможность применения газлифтных клапанов
6. минимальный размер кольцевого пространства
7. минимальная металлоёмкость скважинного оборудования
8. При кольцевой, центральной системе ГЖС
9. закачивается в НКТ
10. поднимается в НКТ
11. поднимается по кольцевому пространству
12. закачивается в кольцевое пространство
13. На рисунке изображён газлифтный клапан, который управляется

|  |  |
| --- | --- |
| Схема газлифтного клапана | Варианты ответов |
|  | 1. давлением газа в НКТ
2. давлением ГЖС в НКТ
3. давлением ГЖС в кольцевом пространстве
4. давлением газа в кольцевом пространстве
 |

1. Способы уменьшения пускового давления
2. продавка жидкости в пласт
3. продавка газа на поверхность
4. применение газлифтных клапанов
5. применение нагнетательных клапанов
6. переключение на кольцевую системы
7. переключение на центральную систему
8. применение пусковых отверстий на НКТ
9. применение пусковых отверстий на ОЭК
10. По конструктивному исполнению газлифтные клапаны делятся на
11. сложные
12. сифонные
13. составные
14. компактные
15. сильфонные
16. пружинные
17. проводниковые
18. комбинированные
19. На устье газлифтной скважины может быть установлена
20. фонтанная арматура
21. круговая арматура
22. насосная установка
23. Давление, которое необходимо создать для эксплуатации газлифтной скважины, называется
24. рабочее
25. газлифтное
26. пусковое
27. скважинное
28. эксплуатационное
29. Некоторые недостатки однорядного подъёмника
30. высокое пусковое давление
31. невозможность применения пусковых газлифтных клапанов
32. из-за большого объёма кольцевого пространства усиливаются пульсации
33. невозможность более широкого варьирования диаметром колонны НКТ
34. На НКТ установлено три пусковых клапана. Пусковое давление достигает своего максимального значения при оттеснении жидкости до уровня
35. первого клапана от устья
36. второго клапана от устья
37. третьего клапана от устья
38. На рисунке изображен подъёмник

|  |  |
| --- | --- |
| Схема подъёмника | Варианты ответов |
|  | Название подъёмника1. двухрядный подъёмник кольцевой системы
2. двухрядный подъёмник скважинной системы
3. двухрядный подъёмник центральной системы
4. однорядный подъёмник центральной системы
5. однорядный подъёмник кольцевой системы
6. однорядный подъёмник скважинной системы
 |

1. Газлифтные клапаны управляются давлением
2. газа в НКТ
3. жидкости или ГЖС в НКТ
4. газа в затрубном пространстве
5. ГЖС в затрубном пространстве
6. жидкости в затрубном пространстве
7. Давление, которое необходимо создать для работы газлифтной скважины,
8. рабочее
9. пусковое
10. газлифтное
11. скважинное
12. эксплуатационное
13. Недостатками периодического газлифта являются
14. меньший КПД
15. высокое пусковое давление
16. большой удельный расход рабочего агента
17. меньший дебит
18. Минимальный размер условного диаметра НКТ согласно ГОСТ 633-80 составляет
19. 17 мм
20. 27 мм
21. 37 мм
22. Размерность {плотности жидкости, давления, объёма} в системе СИ
23. Па
24. м3
25. м2
26. кг/м3
27. м3/кг
28. Основные узлы оборудования устья скважин, эксплуатируемых ШСН, –
	1. тройник
	2. крестовина
	3. трубная обвязка
	4. сальник устьевой
	5. полированный шток
	6. арматура для подвески НКТ
29. Правильное соотношение (в одном Па)
30. 1 Па = 106 кгс/см2
31. 1 Па = 105 кгс/см2
32. КНШ – это
	1. колонна наших штанг
	2. колонна насосных штанг
	3. круглая насосная штанга
33. Плунжер, цилиндр насоса невставного типа спускается в скважину на
	1. НКТ
	2. ОЭК
	3. КНШ
	4. тросе
34. Насос вставного типа спускается в скважину на
	1. НКТ
	2. ОЭК
	3. КНШ
	4. тросе
35. Насос вставного типа спускается в скважину на
	1. НКТ
	2. КНШ
	3. устьевом сальнике
36. Всасывающий клапан располагается:
	1. в нижней части цилиндра
	2. в верхней части цилиндра
	3. в нижней части плунжера
	4. в верхней части плунжера
	5. в нижней части насосно-компрессорных труб
37. Расшифруйте СУС
	1. самый устьевой сальник
	2. сальник, устанавливающийся на скважине
	3. сальник устьевой с самоустанавливающейся головкой
	4. ступенька устьевая с самоустанавливающейся головкой
38. Основные типы ШСН
	1. наружный
	2. вставной
	3. впускаемый
	4. невставной
	5. вкручиваемый
39. НМТ для штангового скважинного насоса является
	1. новая мёртвая точка
	2. нижняя мёртвая точка
	3. насосная мёртвая точка
40. ВМТ для штангового скважинного насоса является
	1. влажная мёртвая точка
	2. верхняя мёртвая точка
	3. всасывающая мёртвая точка
41. Плунжер невставного типа крепится к
	1. канатной подвеске
	2. полированному штоку
	3. связке металлических колонн
	4. колонне насосных штанг
	5. колонне гимнастических штанг
42. Нагнетательный клапан располагается
	1. в нижней части цилиндра
	2. в верхней части цилиндра
	3. в нижней части плунжера
	4. в верхней части плунжера
	5. в нижней части насосно-компрессорных труб
43. Основные элементы поверхностного, скважинного оборудования:
	1. НКТ
	2. ШСН
	3. станок-качалка
	4. оборудование устья
	5. подвеска устьевого штока
	6. колонна насосанных штанг
44. Стандартная длина {штанг, НКТ}
	1. 5 м
	2. 8 м
45. Оборудование устья устанавливается на
	1. дневную поверхность
	2. верхний фланец тройника
	3. верхний фланец трубной обвязки
	4. верхний фланец колонной обвязки
46. Основные типы ШСН
	1. вставной
	2. наружный
	3. невставной
	4. впускаемый
	5. штуцерный
	6. вкручиваемый
47. Назначение оборудования устья:
	1. герметизация устья
	2. подвеска колонны НКТ
	3. отвод продукции скважины
	4. герметизация затрубного пространства
	5. проведение исследовательских работ
	6. для замера давления на забое
	7. подъём продукции скважины на поверхность
	8. подвеска обсадных эксплуатационных колонн
48. Правильное соотношение (в одном литре)

1) 1 л = 10-6 м3

2) 1 л = 10-5 м3

3) 1 л = 10-4 м3

4) 1 л = 10-3 м3

1. Редукторы предназначены для
	1. уменьшения частоты вращения кривошипов
	2. регулирования режима работы скважины
	3. очистки скважинной продукции
	4. спуска оборудования
2. Длину хода полированного штока, число качаний головки балансира изменяют путём
	1. замены станка-качалки
	2. замены электродвигателя
	3. замены шкива на валу редуктора
	4. замены шкива на валу электродвигателя
	5. изменения конструкции станка-качалки
	6. изменения места сочленения кривошипа с шатуном
3. Назначение замковой опоры –
	1. крепление цилиндра насоса вставного типа
	2. крепление плунжера насоса вставного типа
	3. крепление цилиндра насоса невставного типа
	4. крепление плунжера насоса невставного типа
4. Подвески сальникового устьевого штока предназначены для
	1. подвески НКТ
	2. спуска приборов
	3. регулирования работы скважины
	4. соединения устьевого штока с приводом ШСН

**Раздел 6 Насосные установки и ремонт скважин**

1. Штанги насосные предназначены для
	1. отвода продукции скважины
	2. герметизации устья скважины
	3. соединения наземного оборудования и ШСН
	4. соединения КНШ с канатной подвеской станка-качалки
2. Штоки сальниковые устьевые предназначены для
	1. соединения КНШ с канатной подвеской станка-качалки
	2. герметизации устья скважины
	3. соединения наземного оборудования и ШСН
	4. отвода продукции скважины

1. Насосы типа ШСН устанавливают на
	1. низкодебитные скважины
	2. высокодебитные скважины
	3. среднедебитные скважины
	4. без ограничений скважины
2. Различают следующие виды вязкости:
	1. кинематическая
	2. статическая
	3. динамическая
	4. аналитическая
	5. относительная
3. Размерность {кинематической, динамической} вязкости в системе СИ
	1. Па/с
4. м2/с
5. м3/час
6. Па\*с
7. Характерная конструкция забоя скважины, несовершенной по степени вскрытия пласта бурением, –
	* 1. обсаженный забой
		2. необсаженный забой
		3. пласт вскрыт частично
		4. естественная проницаемость в призабойной зоне пласта
		5. обсадная эксплуатационная колонна спущена до кровли пласта
8. Характерное состояние забоя скважины, несовершенной по качеству вскрытия, –
	* + 1. обсаженный забой
			2. необсаженный забой
			3. пласт вскрыт на всю толщину
			4. пласт вскрыт не на всю толщину
			5. ухудшенная проницаемость в призабойной зоне пласта
			6. естественная проницаемость в призабойной зоне пласта
			7. обсадная эксплуатационная колонна спущена до кровли пласта
9. Характерная конструкция забоя скважины, несовершенной по характе- ру вскрытия пласта
	* + - 1. обсаженный забой
				2. необсаженный забой
				3. пласт вскрыт на всю толщину
				4. пласт вскрыт не на всю толщину
				5. естественная проницаемость в призабойной зоне пласта
				6. обсадная эксплуатационная колонна спущена до кровли пласта
				7. обсадная эксплуатационная колонна спущена до подошвы пласта
10. Скин-эффект – это
11. явление ухудшения проницаемости в отдаленной зоне пласта
12. явление улучшения проницаемости в отдаленной зоне пласта
13. явление ухудшения проницаемости в призабойной зоне пласта
14. явление улучшения проницаемости в призабойной зоне пласта
15. явление ухудшения пористости в призабойной зоне пласта
16. Характеристика конструкция забоя гидродинамически совершенной скважины:
17. открытый забой
18. обсаженный забой
19. вскрыта часть пласта
20. пласт вскрыт полностью
21. в ПЗП сохранилась естественная проницаемость
22. Условия возможного существования открытого забоя
23. при слабосцементированных горных породах
24. при относительно малой толщине пласта
25. при относительно больших толщинах пласта
26. при достаточно устойчивых горных породах
27. при сравнительно однородном пласте, не переслаивающимся глинами
28. при наличии до вскрытия пласта достаточно точных данных об отметках кровли и подошвы продуктивного пласта
29. Характеристика конструкции забоя скважины гидродинамически несо- вершенной по {степени, характеру, качеству}
30. открытый забой
31. обсаженный забой
32. вскрыта часть пласта
33. пласт вскрыт полностью
34. в ПЗП сохранилась естественная проницаемость
35. в ПЗП изменилась естественная проницаемость
36. Назначение фильтра, находящегося на забое скважины, –
37. предотвращение попадания песка в скважину
38. увеличение количества поступающей в скважину жидкости
39. крепление стенок боковой поверхности вскрытой части продуктивного пласта
40. Преимущества скважины с перфорированным забоем:
41. устойчивость забоя скважины
42. максимально возможный дебит скважины
43. надёжная изоляция различных пропластков
44. упрощение технологии проводки скважины
45. уменьшение фильтрационных сопротивлений
46. Недостатки скважины с перфорированным забоем:
47. малое количество перфорационных отверстий
48. сгущение линий тока у перфорационных отверстий
49. усложнение технологии вскрытия продуктивного пласта
50. Приведённый радиус скважины учитывает
51. низкую проницаемость породы в призабойной зоне
52. искусственное изменение фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне
53. характер распределения давления в зоне дренирования по логарифмиче- скому закону
54. Причины образования эмульсии в призабойной зоне пласта при вскры- тии его бурением:
55. отсутствие фильтрации раствора в пласт
56. изменение давления бурового раствора
57. плохая сцементированность породы
58. Физическая сущность гидродинамического несовершенства скважин –
59. закрытая конструкция скважин
60. нерациональная конструкция скважины
61. возникновение дополнительных фильтрационных
62. сопротивлений в призабойной зоне пласта
63. Открытый забой – это такой забой, когда обсадная эксплуатационная колонна спущена до
64. кровли пласта
65. подошвы пласта
66. проектной глубины скважины
67. Названия коэффициентов, которые определятся после обработки результатов исследований на установившихся, неустановившихся режимах,
68. подвижности
69. проницаемости
70. продуктивности скважины
71. гидропроводности пласта
72. пьезопроводности пласта
73. гидропроводности удаленной зоны пласта
74. Основные виды гидродинамических методов исследования нефтяных скважин
75. исследование на установившихся режимах работы скважины
76. исследование на установленных режимах работы скважины
77. исследования на неустановленных режимах работы скважины
78. исследования на неустановившихся режимах работы скважины
79. исследования на нерегулировавившихся режимах работы скважины
80. Технология исследования на установившихся режимах заключается в измерении
81. давления на устье
82. давления в пласте
83. давления в атмосфере
84. положения статического уровня
85. положения динамического уровня
86. давления в затрубном пространстве
87. давления на забое скважины и дебита скважины
88. Коэффициент пьезопроводности – это
89. скорость распространения давления в пласте
90. ускорение распространения давления в пласте
91. скорость распространения давления в скважине
92. ускорение распространения давления в скважине
93. Воронка депрессии – это
	1. изменение давления по длине скважины
	2. изменение давления по толщине пласта
	3. изменение давления по радиусу зоны дренирования
94. Индикаторная диаграмма строится по результатам замеров
95. профиля притока
96. на установившихся режимах работы скважины
97. на неустановившихся режимах работы скважины
98. Индикаторная диаграмма для нефтяных скважин строится в координатах
99. репрессия – дебит
100. депрессия – дебит
101. пластовое давление – дебит
102. Прибором для замера давления на забое скважины является
103. манометр
104. пробоотборник
105. расходомер
106. Физическая сущность подъёма жидкости по вертикальной скважине заключается в
	1. подаче газа к башмаку НКТ
	2. поршневом эффекте от пузырей газа
	3. увеличении плотности смеси газа и жидкости
	4. снижении плотности смеси газа и жидкости
	5. движении газа с большей скоростью, чем жидкость
107. Относительная скорость газа – это
108. скорость газа относительно НКТ
109. сумма истинных скоростей газа и жидкости
110. разница между скоростями газа и жидкости
111. сумма приведённых скоростей газа и жидкости
112. разность между приведёнными скоростями газа и жидкости
113. разность между истинными скоростями газа и жидкости.
114. Чаще встречающиеся названия структур ГЖС
115. прямая
116. стержневая
117. пробковая
118. смешанная
119. кружковая
120. улучшенная
121. центральная
122. эмульсионная
123. с пузырьками газа
124. Суммарные удельные затраты напора – это сумма
125. потери на подъём ГЖС
126. всех потерь на трение ГЖС
127. всех потерь на скольжение
128. потери на трение и на скольжение
129. потерь напора на преодоление напора столба жидкости в трубе
130. потерь напора на преодоление напора столба ГЖС в трубе
131. потерь напора на преодоление напора столба газа в трубе
132. Основной причиной подъёма жидкости является
	1. энергия расширения газа
	2. снижение плотности смеси с помощью любого агента
	3. относительная скорость движения фаз с различными скоростями
	4. комплекс газовых пузырьков, работающих как негерметичный поршень

А.1 Вопросы для опроса:

**Раздел 1** **История развития нефтегазового дела.**

1.1 Роль нефти и газа в мировом и российском энергетических хозяйствах.

1.2 Категории запасов нефти и газа.

1.3 Перспективные месторождения нефти и газа в России.

1.4 Нефтегазовые месторождения в Оренбургской обл.

1.5 Физико-химические свойства нефти, природного газа и пластовой воды.

1.6 Свойства нефти.

1.7 Свойства природного газа.

1.8 Свойства пластовой воды.

**Раздел 2 Бурение нефтяных и газовых скважин.**

2.1 Общие понятия о бурении.

2.2 Ударное бурение скважин.

2.3 Буровые установки, оборудование и инструмент.

2.4 Цикл строительства скважины.

2.5 Промывка скважин.

2.6 Осложнения, возникающие при бурении.

2.7 Наклонно направленные скважины.

**Раздел 3 Общие сведения и разработка нефтяных месторождений.**

3.1 Основные сведения о нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

3.2 Понятие о месторождении.

3.3 Понятие о разработке нефтяных месторождений.

3.4 Сетка размещения скважин.

3.5 Стадии разработки месторождений.

3.6 Размещение эксплуатационных и нагнетательных скважин на месторождении.

**Раздел 4 Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин**

4.1 Роль фонтанных труб.

4.2 Оборудование фонтанных скважин.

4.3 Оборудование для предупреждения открытых фонтанов.

4.4 Освоение и пуск в работу фонтанных скважин.

4.5 Борьба с отложением парафина в подъемных трубах.

**Раздел 5 Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин**

5.1 Область применения газлифта.

5.2 Оборудование устья компрессорных скважин.

5.3 Периодический газлифт.

**Раздел 6 Насосные установки и ремонт скважин**

6.1 Штанговые скважинные насосные установки (УШСН).

6.2 Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами.

6.3 Понятие об эксплуатации газовых скважин.

6.4 Общие понятия о подземном и капитальном ремонте скважин.

**Блок B**

**Оценочные средства для диагностирования сформированного уровня компетенции -«уметь»**

Б.0 Вопросы для контрольной работы

**Раздел 1** **История развития нефтегазового дела.**

1.1 История развития нефтегазового дела в Росси и за рубежом

**Раздел 2 Бурение нефтяных и газовых скважин.**

2.1 Определить параметры ударного бурения скважины заданным диаметром и глубины.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вариант | Диаметр скважины, м | Глубина, м |
| 1 | 0,5 | 9000 |
| 2 | 0,48 | 5200 |
| 3 | 0,35 | 4200 |
| 4 | 0,5 | 7800 |
| 5 | 0,48 | 7700 |
| 6 | 0,53 | 7500 |
| 7 | 0,5 | 7000 |

**Раздел 3 Общие сведения и разработка нефтяных месторождений.**

3.1 Определить пластовую энергию, температуру и давление в скважине

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | Диаметр скважины, м | Глубина, м | Градиент, 0С/100 м | Число слоев |
| 1 | 0,5 | 9000 | 3,1 | 4 |
| 2 | 0,48 | 5200 | 3,1 | 5 |
| 3 | 0,35 | 4200 | 3,2 | 3 |
| 4 | 0,5 | 7800 | 3,0 | 4 |
| 5 | 0,48 | 7700 | 3,2 | 2 |
| 6 | 0,53 | 7500 | 3,1 | 6 |
| 7 | 0,5 | 7000 | 3,0 | 5 |

**Раздел 4 Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин**

4.1 Разработать схему фонтанной обвязки для Покровского месторождения. Геологические данные: месторождение расположено в юго-восточной части Русской платформы. В соответствии с проектом разработки Покровского месторождения выделены четыре самостоятельных объекта: I объект - пласты А. II объект - пласт А4; III объект - пласт Б2; IV объект - пласт TV Пласты АО и Оз определены как возвратные объекты.

По кровле угленосного горизонта структура представляет собой резко асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, с крутым северо-восточным крылом и пологим южным.

Складка осложнена серией небольших куполов, расположенных двумя рядами вдоль длинной оси структуры. Прогибы между куполами имеют небольшую амплитуду. По турнейскому ярусу структура отличается еще большим углом наклона северного крыла и западной периклинали.
Залежи нефти установлены в верейских, башкирских, угленосных, турнейских и девонских отложениях.

Основные промышленные запасы нефти отнесены к угленосной залежи. Среднеарифметическое значение пористости составляет 20 %.

**Раздел 5 Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин**

5.1 Разработать схему газлифтной обвязки для Покровского месторождения. Геологические данные: месторождение расположено в юго-восточной части Русской платформы. В соответствии с проектом разработки Покровского месторождения выделены четыре самостоятельных объекта: I объект - пласты А. II объект - пласт А4; III объект - пласт Б2; IV объект - пласт TV Пласты АО и Оз определены как возвратные объекты.

По кровле угленосного горизонта структура представляет собой резко асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, с крутым северо-восточным крылом и пологим южным.

Складка осложнена серией небольших куполов, расположенных двумя рядами вдоль длинной оси структуры. Прогибы между куполами имеют небольшую амплитуду. По турнейскому ярусу структура отличается еще большим углом наклона северного крыла и западной периклинали.
Залежи нефти установлены в верейских, башкирских, угленосных, турнейских и девонских отложениях.

Основные промышленные запасы нефти отнесены к угленосной залежи. Среднеарифметическое значение пористости составляет 20 %.

**Раздел 6 Насосные установки и ремонт скважин**

6.1 Выбрать тип насоса для эксплуатации Покровского месторождения. Геологические данные: месторождение расположено в юго-восточной части Русской платформы. В соответствии с проектом разработки Покровского месторождения выделены четыре самостоятельных объекта: I объект - пласты А. II объект - пласт А4; III объект - пласт Б2; IV объект - пласт TV Пласты АО и Оз определены как возвратные объекты.

Основные промышленные запасы нефти отнесены к угленосной залежи. Среднеарифметическое значение пористости составляет 20 %.

Рабочее давление месторождения 200Мпа.

Б.1 Темы практических занятий

**Раздел 1** **История развития нефтегазового дела.**

История развития нефтяной промышленности

**Раздел 2 Бурение нефтяных и газовых скважин.**

Виды бурения

**Раздел 3 Общие сведения и разработка нефтяных месторождений.**

Разработка нефтяных месторождений

**Раздел 4 Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин.**

Основы фонтанной эксплуатации скважин

**Раздел 5 Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин.**

Основы газлифтной эксплуатации скважин

**Раздел 6 Насосные установки и ремонт скважин.**

Виды ремонта скважин

**Блок С**

С**.**0 Формулировки заданий творческого уровня, позволяющие оценивать и диагностировать умения, интегрировать знания различных областей, аргументировать собственную точку зрения

Спрогнозировать техническое состояние скважин Покровского месторождения при успешной эксплуатации последующие 10 лет. Учесть, сто проницаемость пород падает на 0,05 % ежегодно.

Геологические данные: месторождение расположено в юго-восточной части Русской платформы. В соответствии с проектом разработки Покровского месторождения выделены четыре самостоятельных объекта: I объект - пласты А. II объект - пласт А4; III объект - пласт Б2; IV объект - пласт TV Пласты АО и Оз определены как возвратные объекты.

По кровле угленосного горизонта структура представляет собой резко асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, с крутым северо-восточным крылом и пологим южным.

Складка осложнена серией небольших куполов, расположенных двумя рядами вдоль длинной оси структуры. Прогибы между куполами имеют небольшую амплитуду. По турнейскому ярусу структура отличается еще большим углом наклона северного крыла и западной периклинали.
Залежи нефти установлены в верейских, башкирских, угленосных, турнейских и девонских отложениях.

Основные промышленные запасы нефти отнесены к угленосной залежи. Среднеарифметическое значение пористости составляет 20 %.

**Блок D**

Вопросы к зачету:

1. Роль нефти в жизни человека

2. Роль газа в жизни человека

3. Нефть и газ как сырье для переработки

4. История применения нефти и газа

5. Нефть и газ, их состав и свойства

6. Понятие о нефтяных залежах

7. Пористость горных пород

8. Проницаемость горных пород

9. Гранулометрический состав горных пород

10. Горно-геологические параметры месторождений (геометрия, свойства коллекторов и др.)

11. Классификация залежей нефти по извлекаемым запасам

12. Понятие о буровой скважине

13. Ударное бурение (принцип, схема, применение)

14. Вращательное бурение (роторное) – принцип, схема

15. Бурение скважин с применением забойных двигателей

16. Основные элементы буровой установки вращательного бурения

17. Немеханические способы бурения скважин (электроимпульсное бурение скважин)

18. Циркуляционная система буровой установки

19. Буровые долота

20. Буровые установки с гибкими непрерывными трубами

21. Цели и назначение буровых скважин

22. Конструкция скважин

23. Колонная головка (обвязка)

24. Температура в горных породах и скважинах

25. Пластовое давление

26. Пластовая энергия

27. Режимы эксплуатации залежей

28. Добыча нефти фонтанным способом

29. Оборудование фонтанных скважин

30. Освоение и пуск в работу фонтанных скважин

31. Принцип газлифтной эксплуатации нефтяных скважин

32. Добыча нефти установками штанговых скважинных насосов (УШСН)

33. Добыча нефти установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)

34. Буровые насосы

35. Понятие о сборе, подготовке и транспорте скважинной продукции

36. Понятие о ремонте скважин

37. Стадии разработки месторождений (привести схему)

38. Куст скважин (привести схему)

39. Сетка скважин (привести схему)

40. Резервуары для хранения нефти

41. Гидравлический разрыв пласта (назначение, принцип действия, оборудования)

42. Ликвидация осложнений при фонтанной добыче (борьба с песком)

43. Свойства пластовой воды

44. Трубопроводы

45. Газосепараторы

46. Освоение скважин.

**Описание показателей и критериев оценивания компетенций, описание шкал оценивания**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 4-балльнаяшкала | Отлично | Хорошо | Удовлетворительно | Неудовлетворительно |
| 100 балльная шкала | 85-100 | 70-84 | 50-69 | 0-49 |
| Бинарная шкала | Зачтено | Не зачтено |

**Оценивание выполнения** практических заданий

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 4-балльная шкала | Показатели | Критерии |
| Отлично | 1. Полнота выполнения практического задания;
2. Своевременность выполнения задания;
3. Последовательность и рациональность выполнения задания;
4. Самостоятельность решения.
 | Выставляется студенту, если он глубоко и прочно усвоил материал курса, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно его изложил, умеет тесно увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами и вопросами, причем не затрудняется с ответами при видоизменении заданий, правильно обосновывает принятые решения, владеет разносторонними навыками и приемами выполнения практических задач. |
| Хорошо | Выставляется студенту, если он твердо знает материал курса, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения. |
| Удовлетворительно | Выставляется студенту, если он имеет знания только основного материала, но не усвоил его деталей, допускает неточности. Недостаточно правильные формулировки, нарушения логической последовательности изложения программного материала, испытывает затруднения при выполнении практических задач |
| Неудовлетвори­тельно  | Выставляется студенту, который не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями решает практические задачи или не справляется с ними самостоятельно. |

**Оценивание выполнения тестов**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 4-балльнаяшкала | Показатели | Критерии |
| Отлично | 1. Полнота выполнения тестовых заданий;
2. Своевременность выполнения;
3. Правильность ответов на вопросы;
4. Самостоятельность тестирования.
 | Выполнено 85-100 % заданий предложенного теста, в заданиях открытого типа дан полный, развернутый ответ на поставленный вопрос |
| Хорошо | Выполнено 70-84 % заданий предложенного теста, в заданиях открытого типа дан полный, развернутый ответ на поставленный вопрос; однако были допущены неточности в определении понятий, терминов и др. |
| Удовлетворительно | Выполнено 50-69 % заданий предложенного теста, в заданиях открытого типа дан неполный ответ на поставленный вопрос, в ответе не присутствуют доказательные примеры, текст со стилистическими и орфографическими ошибками. |
| Неудовлетвори­тельно  | Выполнено 0-49 % заданий предложенного теста, на поставленные вопросы ответ отсутствует или неполный, допущены существенные ошибки в теоретическом материале (терминах, понятиях). |

Оценивание ответа на дифференцированном зачете

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 4-балльная шкала | Показатели | Критерии |
| Отлично | 1. Полнота изложения теоретического материала;
2. Полнота и правильность решения практического задания;
3. Правильность и/или аргументированность изложения (последовательность действий);
4. Самостоятельность ответа;
5. Культура речи.
 | Дан полный, в логической последовательности развернутый ответ на поставленный вопрос, где он продемонстрировал знания предмета в полном объеме учебной программы, достаточно глубоко осмысливает дисциплину, самостоятельно, и исчерпывающе отвечает на дополнительные вопросы, приводит собственные примеры по проблематике поставленного вопроса, решил предложенные практические задания без ошибок. |
| Хорошо | Дан развернутый ответ на поставленный вопрос, где студент демонстрирует знания, приобретенные на лекционных и семинарских занятиях, а также полученные посредством изучения обязательных учебных материалов покурсу, дает аргументированные ответы, приводит примеры, в ответе присутствует свободное владение монологической речью, логичность и последовательность ответа. Однако допускается неточность в ответе. Решил предложенные практические задания с небольшими неточностями. |
| Удовлетворительно | Дан ответ, свидетельствующий в основном о знании процессов изучаемой дисциплины, отличающийся недостаточной глубиной и полнотой раскрытия темы, знанием основных вопросов теории, слабо сформированными навыками анализа явлений, процессов, недостаточным умением давать аргументированные ответы и приводить примеры, недостаточно свободным владением монологической речью, логичностью и последовательностью ответа. Допускается несколько ошибок в содержании ответа и решении практических заданий. |
| Неудовлетвори­тельно  | Дан ответ, который содержит ряд серьезных неточностей, обнаруживающий незнание процессов изучаемой предметной области, отличающийся неглубоким раскрытием темы, незнанием основных вопросов теории, несформированными навыками анализа явлений, процессов, неумением давать аргументированные ответы, слабым владением монологической речью, отсутствием логичности и последовательности. Выводы поверхностны. Решение практических заданий не выполнено, т.е студент не способен ответить на вопросы даже при дополнительных наводящих вопросах преподавателя. |

**Раздел 3. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций**

В экзаменационный билет включено два теоретических вопроса, соответствующие содержанию формируемых компетенций. Дифференцированный зачет проводится в устной форме. На ответ студенту отводится 40 минут. За ответ на теоретические вопросы студент может получить максимально 100 баллов.

Перевод баллов в оценку: 90-100 – отлично, 61-90 – хорошо, 39-60 – удовлетворительно, 0-40 – неудовлетворительно.

Или по итогам выставляется дифференцированная оценка с учетом шкалы оценивания.

Тестирование проводится с помощью автоматизированной программы: Веб приложение «Универсальная система тестирования БГТИ»

На тестирование отводится 60 минут. Каждый вариант тестовых заданий включает вопросов. За каждый правильный ответ на вопрос дается 5 баллов.

Перевод баллов в оценку: 85-100 – отлично, 70-84 – хорошо, 50-69 – удовлетворительно, 0-49 – неудовлетворительно.