

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение  
«Пермский нефтяной колледж»

ОДОБРЕНО  
Предметно-цикловой комиссией  
Протокол № 03  
от 10 октября 2024 г.



**КОНТРОЛЬНО-ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА  
ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ**

**ПМ.01 ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ, АППАРАТУРЫ  
И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ ПО ИСПЫТАНИЮ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

для специальности: 21.02.10 Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

Разработчики:

Завьялова Елена Петровна, преподаватель высшей квалификационной категории

Кокшарова Лариса Владиславовна, преподаватель высшей квалификационной категории

## Общие положения

Результатом освоения профессионального модуля является готовность обучающегося к выполнению вида профессиональной деятельности **Обслуживание и эксплуатация оборудования, аппаратуры и контрольно-измерительных приборов по испытанию нефтяных и газовых скважин** и составляющих его профессиональных компетенций, а также общие компетенции, формирующиеся в процессе освоения ППСЗ в целом.

Формой аттестации по профессиональному модулю является экзамен (квалификационный). Выполнение кейс - заданий.

Итогом экзамена является однозначное решение: «вид профессиональной деятельности освоен /не освоен».

### 1. Формы контроля и оценивания элементов профессионального модуля

Элемент модуля	Форма контроля и оценивания	
	Промежуточная аттестация	Текущий контроль
<b>МДК .01.01. Технологическое оборудование для испытания нефтяных и газовых скважин. Тема 1.1.</b> Основы технологических процессов бурения нефтяных и газовых скважин и применяемое оборудование	экзамен	Лабораторные и практические работы; тестирование. Рейтинго-накопительная система оценки
<b>Тема 1.2.</b> Основы технологических процессов испытания скважин и применяемое оборудование	экзамен	Лабораторные и практические работы; тестирование. Рейтинго-накопительная система оценки
<b>Тема 1.3.</b> Основы технологических процессов эксплуатации нефтяных и газовых скважин применяемое оборудование	экзамен	Лабораторные и практические работы; тестирование. Рейтинго-накопительная система оценки
<b>Тема 1.4.</b> Устройство, назначение и принцип действия контрольно- измерительных приборов и технологического оборудования для исследования скважин	Дифференцированный зачёт	Лабораторные и практические работы; расчетно-графические работы Рейтинго-накопительная система оценки
<b>Тема 1.5.</b> Эксплуатация и ремонт контрольно-измерительных приборов, оборудования и аппаратуры по исследованию нефтяных и газовых скважин	Дифференцированный зачёт	Лабораторные и практические работы; расчетно-графические работы Рейтинго-накопительная система оценки
УП. 01 Ознакомительная по изучению технологических процессов бурения и эксплуатации НГС	Дифференцированный зачёт	защита отчета
ПП. 01	Дифференцированный зачёт	защита отчета

## 2. Результаты освоения модуля, подлежащие проверке на экзамене (квалификационном)<sup>1</sup>

2.1. В результате аттестации по профессиональному модулю осуществляется комплексная проверка следующих профессиональных и общих компетенций:

Таблица 2.1

Профессиональные и общие компетенции, которые возможно сгруппировать для проверки	Показатели оценки результата
<p><i>ПК 1.</i> Выбирать необходимое оборудование и контролировать его работу с помощью приборов.</p> <p><i>ОК 9.</i> Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности.</p>	<p>- обоснованность выбора необходимого оборудования для проведения различных технологических операций;</p> <p>- информативность результатов, снятых с приборов;</p> <p>- обоснованность пуска оборудования в эксплуатацию</p>
<p><i>ПК 2.</i> Готовить оборудование к проведению испытания скважин.</p> <p><i>ОК 2.</i> Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.</p>	<p>- обоснованность комплектности выбранного оборудования технологическим условиям его эксплуатации</p> <p>- соответствие последовательности операций по подготовке оборудования требованиям инструкции;</p>
<p><i>ПК 3.</i> Использовать приборы и оборудование в полевых условиях.</p> <p><i>ОК 4.</i> Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.</p>	<p>- обоснование выбора приборов и оборудования для ведения запланированных работ;</p> <p>- качество выполнения операций по установке приборов и оборудования в полевых условиях</p>
<p><i>ПК 4.</i> Проводить стандартные и сертификационные испытания используемой аппаратуры и оборудования.</p> <p><i>ОК 5.</i> Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.</p> <p><i>ОК 6.</i> Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.</p>	<p>- точность проведения стандартных испытаний;</p> <p>- выполнение графика проведения сертификационных испытаний согласно ГОСТ;</p> <p>- правильность ведения документации по сертификации аппаратуры и оборудования</p>
<p><i>ПК 5.</i> Устранять типовые неполадки в оборудовании и аппаратуре.</p> <p><i>ОК 3.</i> Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.</p> <p><i>ОК 7.</i> Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), за результат выполнения заданий.</p>	<p>- оценка правильности выявления типовых неполадок;</p> <p>- качество устранения типовых неполадок в оборудовании и аппаратуре</p>
<p><i>ПК 6.</i> Проводить измерения и обрабатывать данные контрольно-измерительных приборов.</p> <p><i>ОК 8.</i> Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации.</p>	<p>- качество проведения измерений;</p> <p>- соответствие методики обработки данных действующим стандартам</p>

Общие компетенции, проверяемые в ходе освоения ППСЗ и по характеристикам с мест прохождения практик: ОК.1 Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

### **3. Оценка освоения теоретического курса профессионального модуля**

#### **3.1. Типовые задания для оценки освоения МДК 1 (теоретические):**

**Тема 1.1. Основы технологических процессов бурения нефтяных и газовых скважин и применяемое оборудование**

1. Объяснить способы бурения скважин и технологическую схему бурения
2. Объяснить назначение и устройство буровой лебедки, талевого системы и бурового крюка.
3. Рассказать о назначении классификации породоразрушающего инструмента.
4. Объяснить назначение бурильной колонны и ее составных элементов.
5. Рассказать свойства буровых растворов, замеряемых при проводке скважины.
6. Охарактеризовать причины, вызывающие нарушения целостности стенок скважины и способы предупреждения и борьбы с ними.
7. Дать понятие о причинах ГНВП и охарактеризовать способы предупреждения и борьбы с ними.
8. Дать понятие о наклонно-направленных скважинах, измеряемых углах и приспособлениях для изменения направления ствола скважины (кривления).
9. Рассказать об оборудовании низа обсадной эксплуатационной колонны и описать процесс одноступенчатого цементирования.
10. Дать понятие о конструкции скважины, описать назначение каждого ее элемента.
11. Описать приборы и порядок замера основных показателей бурового раствора – плотности, вязкости и водоотдачи.
12. Объяснить и изобразить способы заканчивания скважин, дать понятие о заключительных работах по проверке результатов цементирования.

**Тема 1.2. Основы технологических процессов испытания скважин и применяемое оборудование**

1. Рассказать о влиянии некачественного бурового раствора на коллекторские свойства пласта.
2. Дать характеристику зонам проникновения фильтрата бурового раствора и видам его фильтрации в пласте.
3. Объяснить принцип работы опробователя пластов на каротажном кабеле, область применения.
4. Дать заключение о насыщенности пласта по результатам анализа проб ОПК.
5. Объяснить принцип действия испытателя пластов на бурильных трубах (ИПТ).
6. Дать характеристику и назначение каждого узла компоновки ИПТ.
7. Рассказать о подготовке устья и ствола скважины для работы с ИПТ.
8. Рассказать о спуске ИПТ в скважину, установке и привязке пакера к глубине.
9. Дать понятие о режиме испытания пласта ИПТ.
10. Дать обоснование выбора объекта испытания ИПТ.
11. Проанализировать характер насыщения пласта по полученным пробам.
12. Рассказать о критериях качества испытания пласта.

### **Тема 1.3. Основы технологических процессов эксплуатации нефтяных и газовых скважин применяемое оборудование**

1. Описать способы эксплуатации скважин, область применения каждого из способов добычи нефти.
2. Описать фонтанный способ добычи - причины фонтанирования скважин, виды фонтанирования, применяемое оборудование.
3. Объяснить газлифтный способ эксплуатации скважин, описать источники подаваемого газа, способы подачи газа в скважины.
4. Описать эксплуатацию скважин штанговыми глубинными насосами – область применения, наземное и скважинное оборудование.
5. Описать эксплуатацию скважин УЭЦН – наземное и подземное оборудование, назначение узлов насосной установки.
6. Перечислить основные виды работ при ремонте скважин, применяемое оборудование.
7. Дать техническую характеристику применяемого подземного оборудования при эксплуатации скважин ШГН, УЭЦН.
8. Описать наземное и подземное оборудование при эксплуатации скважин фонтанным способом.
9. Объяснить принципиальную схему сбора и подготовки продукции скважин на промысле, охарактеризовать каждый блок.
10. Описать динамометрирование скважин, оборудованных ШГН. Объяснить теоретическую динамограмму.
11. Объяснить гидродинамическое несовершенство скважин, виды несовершенства.
12. Описать возможные осложнения при эксплуатации скважин, методы предотвращения и борьбы с ними

### **Тема 1.4. Устройство, назначение и принцип действия контрольно- измерительных приборов и технологического оборудования для исследования скважин**

1. Назначение, классификация, принцип измерения, принцип действия, особенности устройства глубинных расходомеров-дебитомеров. Структурная схема модульного расходомера «ГЕО-РДС».
2. Компоновки устья фонтанных скважин с избыточным давлением вспомогательным оборудованием для работы дистанционными комплексными геофизическими приборами. Назначение и устройство каждого элемента.
3. Назначение, устройство, принцип измерения, принцип действия и структурная схема механического пружинного устьевого манометра МТ.
4. Компоновка устья добывающих скважин вспомогательным оборудованием для свабирования при возможном фонтанировании. Назначение и устройство каждого элемента.
5. Назначение и типы приборов для диагностики параметров работы скважин, оборудованных СШНУ. Устройство, принцип действия, принцип измерения и

структурная схема электронно-цифрового межтраверсного динамографа «МИКОН-101Д».

6. Назначение и типы приборов для измерения уровня жидкости в нефтегазовых скважинах. Устройство, принцип действия, принцип измерения и структурная схема электронно-цифрового уровнемера «МИКОН-101Э».
7. Назначение и виды каротажного спуско-подъемного оборудования. Устройство каротажного СПО с электрическим приводом и назначение каждого элемента.
8. Общая классификация полного комплекса СИ. Классификация СИ для измерений технологических параметров в стволе скважины и на забое.
9. Понятие «Измерительный канал ГИС». Описать основные элементы.
10. Назначение, типы глубинных пробоотборников и их применение. Устройство и принцип действия глубинного пробоотборника ВПП-300.
11. Назначение, устройство, гидравлическая схема и принцип действия автоматической групповой замерной установки типа «СПУТНИК».
12. Назначение, типы глубинных пробоотборников и их применение. Устройство и принцип действия глубинного пробоотборника ПД-3М.

**Тема 1.5.** Эксплуатация и ремонт контрольно- измерительных приборов, оборудования и аппаратуры по исследованию нефтяных и газовых скважин

1. Методика измерения расхода жидкости, нефти и газа поверхностными расходомерами.
2. Методика проведения работ по измерению расхода жидкости и газа на установке АГЗУ типа «СПУТНИК».
3. Методика обслуживания различных комплектаций лубрикаторного оборудования скважины для проведения глубинных измерений.
4. Методика проведения работ по измерению уровня жидкости при помощи акустического уровнемера в затрубном пространстве скважин, оборудованных глубинными насосами
5. Задачи, решаемые при исследовании притока и поглощения в скважинах. Цель исследований и порядок работы глубинным дистанционным тахометрическим дебитомером без пакерирующего элемента.
6. Методика проведения работ по оценке характеристики работы глубинных насосов ШГН. Динамограммы основных неисправностей глубинных насосов ШГН.
7. Физическая сущность понятий: измерение, принцип измерения, методы измерения, методика измерения, результат измерения, погрешность средства измерения.
8. Методика проведения спускоподъемных работ с автономным глубинным манометром в скважине с избыточным давлением.
9. Цель и методика отбора глубинных проб при различных глубинных условиях нефтегазовых скважин.
10. Порядок работы глубинным дистанционным тахометрическим дебитомером без пакерирующего элемента. Интерпретация тахометрических дебитограмм.

11. Методика обслуживания различных комплектаций каротажного спускоподъемного оборудования.

12. Методика обслуживания различных комплектаций лубрикаторного оборудования скважины для проведения глубинных измерений.

**Типовые задания для оценки освоения МДК 1 (практические):**

**Тема 1.1. Основы технологических процессов бурения нефтяных и газовых скважин и применяемое оборудование**

1. Рассчитать диаметр долота под эксплуатационную колонну.

№ варианта	диаметр эксплуатационной колонны, мм	диаметр муфт, мм	кольцевой зазор между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины, мм
1	146	166	15
2	168	188	20
3	114	133	15
4	140	159	20
5	127	146	15

2. Определить диаметр технической колонны и диаметр долота под техническую колонну.

№ варианта	диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм	диаметр муфты обсадной колонны, мм	кольцевой зазор, между муфтой обсадной колонны и стенками скважин, мм	$\delta$ , мм
1	215,9	270	25	
2	212,7	245	20	
3	190,3	245	20	
4	187,3	216	15	
5	222,3	270	25	

3. Рассчитать необходимое количество глинопорошка на 1 м<sup>3</sup> воды для приготовления глинистого бурового раствора.

№ варианта	плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	Влажность, %	плотность порошка, кг/м <sup>3</sup>	плотность воды, кг/м <sup>3</sup>
1	1200	10	2700	1000
2	1230	20	2700	1000
3	1210	10	2700	1000
4	1240	15	2700	1000
5	1250	25	2700	1000

4. Определить необходимый объём цементного раствора для крепления обсадной колонны, при следующих условиях:

№ варианта	глубина скважины, м	наружный диаметр обсадной колонны, мм	внутренний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота, мм	коэффициент, учитывающий увеличение объёма цементного раствора при заполнении каверн, трещин
1	1800	219,1	200,1	295	1,2
2	1900	146,1	133	215,9	1,2
3	2000	168,3	154,3	215,9	1,2
4	2500	114,3	102,3	161	1,2

Учитывать что, высота подъема цемента до устья, а кольцо стоп установлено на 20 м выше забоя

5. Нарисовать схему компоновки бурильной колонны при:

1	Турбинном бурении
2	Роторном бурении
3	Бурении ВЗД

6. На представленной схеме (профилей ННС) определить количество участков и дать им характеристику.

7.

№ варианта	диаметр колонны, мм	давление опрессовки колонны, МПа	снижение давления за 30 минут, МПа
1	426	5	0,2
2	377	5	0,4
3	245	8	0,7
4	194	8,5	0,3
5	168	8	0,55
6	146	12	0,2
7	127	12	0,6

Нарисовать схему компоновки эксплуатационной колонны при проведении одноступенчатого цементирования.

8. Определить, герметична ли колонна при следующих результатах опрессовки.

### Тема 1.2. Основы технологических процессов испытания скважин и применяемое оборудование

1. Изобразить схему ИПТ с упором на забой при испытании пласта в не обсаженной скважине. Дать назначение узла компоновки.
2. Выбрать диаметр резинового элемента пакера по следующим данным:
  - Диаметр скважины 215 мм, коэффициент пакеровки 1,18
  - Диаметр скважины 190 мм, коэффициент пакеровки 1,06
3. Определить минимальный интервал для установки пакера (l), при следующих исходных данных:
  - относительная погрешность в замерах глубины скважины по каротажному кабелю и замеру бурильных труб ( $\epsilon$ ) составляет 0,003;
  - глубина скважины до установки пакера (H) составляет 3500м.
4. Расшифровать типовую диаграмму манометра, установленного выше запорно – поворотного клапана при трехцикловом испытании.
5. Расшифровать типовую диаграмму манометра, установленного в трубах ниже запорно – поворотного клапана при трехцикловом испытании.
6. Расшифровать типовую диаграмму манометра, установленного в приборном отсеке ниже фильтра при трехцикловом испытании.
7. Изобразить и расшифровать диаграмму манометра, установленного в трубах выше ЗПК и забойного манометра (ниже фильтра) при испытании «сухого» (приток из пласта отсутствует).

8. Изобразить и расшифровать диаграмму манометра, установленного в приборном патрубке ниже фильтра, при испытании пластов средней активности (трехцикловое испытание).
9. Определить характер насыщения объекта испытания по результатам анализа проб.
10. Подобрать компоновку ИПТ для данных скважинных условий.
11. Рассчитать максимальную депрессию в интервале испытания.
12. Определить допустимую нагрузку на пакер.

**Тема 1.3. Основы технологических процессов эксплуатации нефтяных и газовых скважин применяемое оборудование**

1. Рассчитать давление на забое остановленной скважины (скважина безводная), для следующих условий:

№ варианта	глубина скважины (м)	статический уровень в скважине (м)	Средняя плотность нефти (кг /м <sup>3</sup> )	Давление на устье скважины (МПа)
1	1870	37	870	1,2
2	1900	50	870	1,4
3	2000	20	880	1,5
4	2010	25	875	1,6
5	2650	5	860	1,4
6	2650	10	870	3,5
7	2500	5	880	2,5
8	2100	45	870	2
9	2300	50	875	1,5
10	2500	55	870	3
11	1800	5	885	2,5
12	1950	10	890	1,5

2. Рассчитать дебит, гидродинамически совершенной, нефтяной скважины, для следующих условий:

№ варианта	коэффициент проницаемости (мкм <sup>2</sup> )	мощность пласта (м)	радиус контура питания скважины (м)	диаметр скважины (м)	пластовое давление в скважине (МПа)	забойное давление в скважине (МПа)	динамическая вязкость жидкости (мПа*с)
1	0,25	5	300	0,25	25	15	2
2	0,25	10	250	0,25	28	14	1,8
3	0,25	15	400	0,25	18	12	1,7
4	0,25	10	300	0,25	23	13	1,5
5	0,25	25	250	0,25	25	15	2
6	0,25	5	400	0,25	20	11	1
7	0,25	10	250	0,25	24	10	1,4
8	0,25	15	250	0,25	18	10	1,3
9	0,25	20	400	0,25	23	12	1,5
10	0,25	25	300	0,25	26	13	1,7
11	0,25	10	300	0,25	27	15	1,8
12	0,25	25	350	0,25	18	14	2

3. Рассчитать теоретическую / фактическую подачу насоса (ШГН). Насос работает с нормальным коэффициентом подачи.

№ варианта	диаметр плунжера (мм)	длина хода плунжера (м)	число качаний в минуту (кач./мин.)
1	55	1,8	8
2	43	0,9	10
3	38	2,1	6
4	32	3	7
5	55	3,5	12
6	68	2,5	11
7	82	6	9,2
8	32	8	8,5
9	48	1,8	7
10	43	0,9	6,8
11	55	1,8	11
12	68	3	8,2

4. Выбрать типоразмер станка – качалки (базовые или модифицированные), и условный размер насоса (ШГН). Данные сведены в таблицу. Диаграммы А.Н. Адонина прилагаются:

№ варианта	дебит скважины по жидкости (м <sup>3</sup> / сут.)	высота подъема продукции в скважине (м)
1	41	670
2	75	1000
3	100	1500
4	25	2100
5	40	490
6	70	700
7	110	750
8	120	800
9	48	830
10	55	1050
11	76	1200
12	80	960

5. Рассчитать максимальную нагрузку на колонну штанг при статическом режиме откачки СК, для следующих условий:

№ варианта	коэффициент, учитывающий потерю веса штанг помещенных в жидкость (д.ед.)	вес колонны штанг в воздухе (кН)	нагрузка на плунжер насоса от веса столба жидкости в НКТ (кН)
1	0,85	21	17,45
2	0,86	25	18,9
3	0,7	23	16,8
4	0,76	21,6	14,3
5	0,86	21,3	17,3
6	0,9	24,5	18,55
7	0,73	22,7	17,8
8	0,87	24,2	18,23
9	0,84	21,9	18,34
10	0,88	21,8	18,4
11	0,85	22,18	16,9
12	0,83	20,5	17,5

6. Подобрать УЭЦН к скважине, по требуемому напору и подаче. Данные для расчета, сведены в таблицу:

№варианта	Кпрод	Нскв	Нсп н	$\rho_{см}$	Рпл	Рзаб	Руст	hтр	Дэкс
1	17	1950	750	950	16,5	11,5	1,6	9	168
2	20	1910	1050	920	15,5	11,8	1,4	8,5	146
3	29	2010	1100	850	20	12	1,7	10	168
4	32	1870	900	860	19	13	1,5	7,3	146
5	30	2050	890	870	19,8	13,5	1,6	9,2	168
6	17	1950	750	950	16,5	11,5	1,6	9	168
7	20	1910	1050	920	15,5	11,8	1,4	8,5	146
8	29	2010	1100	850	20	12	1,7	10	168
9	32	1870	900	860	19	13	1,5	7,3	146
10	30	2050	890	870	19,8	13,5	1,6	9,2	168
11	17	1950	750	950	16,5	11,5	1,6	9	168
12	20	1910	1050	920	15,5	11,8	1,4	8,5	146

Данные о группе насоса сведены в таблицу:

Дэкс, мм	Группа насоса	Диаметр насоса, мм
140	5	92
146	5а	103
168	6	123

где  $K_{прод}$  – коэффициент продуктивности скважины,  $м^3/сут*МПа$

$H_{скв}$  – глубина скважины, м.

$H_{спн}$  – глубина спуска насоса, м.

$\rho_{см}$  – плотность смеси в скважине,  $кг/м^3$ .

$R_{пл}$ ,  $R_{заб}$ ,  $R_{уст}$  – пластовое, забойное, устьевое давление, МПа.

$h_{тр}$  – потери напора на трение в НКТ, м.

$D_{экс}$  – диаметр эксплуатационной колонны, мм.

7. Рассчитать минимальное давление фонтанирования для нефтяной СКВ, для случая  $R_{заб} > R_{нас}$ , скважина безводная. Для следующих условий:

Вариант	Нскв	Ннкт	Рнас	Плотность нефти
1	1700	1360	7,3	780
2	1800	1400	7,5	790
3	1850	1480	7,2	778
4	1900	1560	7,5	796
5	1830	1570	7,6	789
6	1850	1470	7,3	783
7	1700	1350	7,2	798
8	1750	1370	7,5	800
9	1900	1400	7,4	825
10	1800	1350	7,2	830
11	2000	1700	7,0	835
12	2100	1750	8,1	810

где:  $H_{скв}$  – глубина скв, м

$H_{нкт}$  – глубина спуска НКТ( давление на башмаке НКТ=  $R_{нас}$ ), м.

$R_{нас}$  – давление насыщения, МПа

8. Рассчитать пусковое давление для кольцевой систем закачки газа для однорядного подъемника, для следующих условий:

Вариант	Кпдол.ед.	Плотность жидкости кг/м <sup>3</sup>	Двн экс, м	д <sub>нк</sub> нар, мм	$\frac{D^2 - d_{нк}^2}{d_{нк}^2}$	h, м	Н скв, м
1	0	810	0,1321	48		450	1800
2	0,7	825	0,1321	60		550	2500
3	0,5	840	0,1321	60		420	1950
4	1	825	0,1321	48		400	2800
5	0,2	810	0,1321	48		600	2500
6	0,8	830	0,1321	60		390	1800
7	1	825	0,1321	73		300	1800
8	0	805	0,1321	73		460	2300
9	0,4	830	0,1321	60		500	1900
10	1	815	0,1321	48		480	2500
11	0,2	850	0,1321	89		390	1700
12	0	860	0,1321	73		510	2100

где: Кп - коэффициент учитывающий поглощение жидкости пластом.

Двн экс к - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

d нар – наружный диаметр подъемника, м.

двн - внутренний диаметр подъемника, м.

h -погружение башмака подъемника под статический уровень, м

9. Скомпоновать и обосновать последовательность узлов УЭЦН

10. Определить по фактической динамограмме максимальную и минимальную нагрузку в точке подвеса штанг, длину хода. плунжера, длину хода полированного штока.

11. Объяснить назначение каждого элемента предложенной схемы сбора и подготовки нефти на месторождении

12. Описать схему АГЗУ «Спутник»

**Тема 1.4.** Устройство, назначение и принцип действия контрольно- измерительных приборов и технологического оборудования для исследования скважин

1. Имеется два поверхностных манометра: один цифровой манометр с дискретностью младшего разряда равной 0,1 кгс/см<sup>2</sup> и пределом измерения 100 кгс/см<sup>2</sup>, другой манометр аналоговый с классом точности 0,4 и пределом измерения 100 кгс/см<sup>2</sup>.

Исходя из понятий о погрешности СИ, доказать, показания какого манометра более точны.

2. Имеется два манометра с пределом измерения 60 кгс/см<sup>2</sup>: у первого класс точности 0,4, у второго 1,5.

Измеряемое давление равно  $30 \text{ кгс/см}^2$ . Первым манометром измерили и получили  $29,9 \text{ кгс/см}^2$ , а вторым  $30,8 \text{ кгс/см}^2$ .

Исходя из понятий о погрешности СИ, указать на неисправный манометр.

3. Расходомером турбинным ТОР проведены измерения на установке АГЗУ:

Время замера	12 часов 25 мин	15 часов 30 мин	19 часов 10 мин
Значение отсчета с ТОР	9875,5	9900,2	9925,8

Определить дебит скважины.

4. Поверхностный манометр, установленный на скважине, имеет предел измерения  $100 \text{ кгс/см}^2$ , шкалу из 250 делений и класс точности 1,5. Стрелка показывает 35 делений.

Вычислить величину давления и максимально возможную абсолютную погрешность.

5. Поверхностным манометром с пределом измерения  $150 \text{ кгс/см}^2$  и приведенной погрешностью 1,0% измерили давление, которое составило  $50 \text{ кгс/см}^2$ .

Вычислить относительную погрешность измерения.

6. Имеется два манометра с пределом измерения  $100 \text{ кгс/см}^2$ : у первого класс точности 0,4, у второго 1,5. Измеряемое давление равно  $70 \text{ кгс/см}^2$ . Первым манометром измерили и получили  $69,7 \text{ кгс/см}^2$ , а вторым  $71,0 \text{ кгс/см}^2$ .

Исходя из понятий о погрешности СИ, указать на неисправный манометр.

7. Можно ли манометром с пределом измерения  $200 \text{ кгс/см}^2$  и пределом допускаемой относительной погрешности 1,0% измерить давление с точностью до  $1,3 \text{ кгс/см}^2$  при показаниях  $100 \text{ кгс/см}^2$  и  $150 \text{ кгс/см}^2$ ?

8. Поверхностный манометр, установленный на скважине, имеет предел измерения  $60 \text{ кгс/см}^2$ , шкалу из 250 делений и класс точности 1,5. Стрелка показывает 90 делений.

Вычислить величину давления и максимально возможную абсолютную погрешность.

9. Глубинным манометром выполнены поинтервальные измерения давления в скважине

Глубина замера, м	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Давление измеренное, МПа	4,2	5,0	6,3	7,6	9,0	10,5	12,2	14,4

Рассчитать величину плотности жидкости по стволу скважины и определить ВНР.

10. Время пробега акустической волны в затрубном пространстве скважины, зарегистрированное эхолотом 2,1 сек, а время пробега этой волны до репера, установленным на глубине 100м и обратно составляет 0,62сек. Вычислить

скорость распространения звуковой волны и определить глубину уровня жидкости в затрубном пространстве.

11. Расходометром турбинным ТОР проведены измерения на установке АГЗУ:

Время замера	9 часов 15 мин	16 часов 05 мин	23 часа 00 мин
Значение отсчета с ТОР	7455,6	7501,3	7547,2

Определить дебит скважины.

12. Глубинным манометром выполнены поинтервальные измерения давления в скважине

Глубина замера, м	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Давление измеренное, МПа	4,1	5,0	6,4	7,8	9,3	10,8	12,3	14,5

Рассчитать величину плотности жидкости по стволу скважины и определить ВНР.

Имеется два результата измерений температуры:  $t = (144,44 \pm 0,1)C^0$  и  $t = (4,44 \pm 0,01)C^0$ .

Исходя из понятий о погрешности измерений, доказать, какой результат более точен.

**Тема 1.5.** Эксплуатация и ремонт контрольно- измерительных приборов, оборудования и аппаратуры по исследованию нефтяных и газовых скважин

1. Время пробега акустической волны в затрубном пространстве скважины, зарегистрированное эхолотом 0,9сек, а время пробега этой волны до репера, установленным на глубине 100м и обратно, составляет 0,66сек. Вычислить скорость распространения звуковой волны и определить глубину уровня жидкости в затрубном пространстве.
2. Поверхностным манометром с пределом измерения  $150 \text{ кгс/см}^2$  и приведенной погрешностью 1,0% измерили давление, которое составило  $50 \text{ кгс/см}^2$ .  
Вычислить относительную погрешность измерения
3. Имеется поверхностный манометр с пределом допускаемой относительной погрешности 1,5% и пределом измерения  $150 \text{ кгс/см}^2$ . До какого предела можно измерять манометром с точностью до  $0,5 \text{ кгс/см}^2$ ? А с точностью до  $1 \text{ кгс/см}^2$ ?
4. Глубинным манометром выполнены поинтервальные измерения давления в скважине

Глубина замера, м	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Давление измеренное, МПа	4,1	5,0	6,4	7,8	9,3	10,8	13,0	15,2

Рассчитать величину плотности жидкости по стволу скважины и определить ВНР.

5. Можно ли манометром с пределом измерения  $200 \text{ кгс/см}^2$  и относительной погрешностью  $1,0\%$  измерить давление с точностью до  $1,3 \text{ кгс/см}^2$  при показаниях  $100 \text{ кгс/см}^2$  и  $150 \text{ кгс/см}^2$ ?
6. Время пробега акустической волны в затрубном пространстве скважины, зарегистрированное эхолотом  $1,5 \text{ сек}$ , а время пробега этой волны до репера, установленным на глубине  $100 \text{ м}$  и обратно, составляет  $0,65 \text{ сек}$ . Вычислить скорость распространения звуковой волны и определить глубину уровня жидкости в затрубном пространстве.
7. Имеется два результата измерений температуры:  $t = (111,11 \pm 0,1) \text{ C}^0$  и  $t = (1,11 \pm 0,01) \text{ C}^0$ .

Исходя из понятий о погрешности измерений, доказать, какой результат более точен.

8. Расходомером турбинным ТОР проведены измерения на установке АГЗУ:

Время замера	11 часов 00 мин	16 часов 05 мин	20 часов 55 мин
Значение отсчета с ТОР	10100,0	10130,7	10165,3

Определить дебит скважины.

9. Имеется поверхностный манометр с пределом допускаемой относительной погрешности  $1,5\%$  и пределом измерения  $150 \text{ кгс/см}^2$ . До какого предела можно измерять манометром с точностью до  $0,5 \text{ кгс/см}^2$ ? А с точностью до  $1 \text{ кгс/см}^2$ ?
10. Можно ли манометром с пределом измерения  $150 \text{ кгс/см}^2$  и относительной погрешностью  $1,0\%$  измерить давление с точностью до  $1,0 \text{ кгс/см}^2$  при показаниях  $50 \text{ кгс/см}^2$  и  $110 \text{ кгс/см}^2$ ?
11. Поверхностным манометром с пределом измерения  $250 \text{ кгс/см}^2$  и приведенной погрешностью  $1,0\%$  измерили давление, которое составило  $50 \text{ кгс/см}^2$ .  
Вычислить относительную погрешность измерения.
12. Имеется два результата измерений температуры:  $t = (144,44 \pm 0,1) \text{ C}^0$  и  $t = (4,44 \pm 0,01) \text{ C}^0$ .

Исходя из понятий о погрешности измерений, доказать, какой результат более точен.

## 5. Структура контрольно-оценочных материалов для экзамена (квалификационного)

### I. ПАСПОРТ

#### Назначение:

КОС предназначены для контроля и оценки результатов освоения профессионального модуля **Обслуживание и эксплуатация оборудования, аппаратуры и контрольно-измерительных приборов по испытанию нефтяных и газовых скважин** по специальности СПО **Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений** код специальности **21.02.10**

#### Профессиональные компетенции:

ПК 1.1.	Выбирать необходимое оборудование и контролировать его работу с помощью приборов.
ПК 1.2.	Готовить оборудование к проведению испытания скважин.
ПК 1.3.	Использовать приборы и оборудование в полевых условиях.
ПК 1.4.	Проводить стандартные и сертификационные испытания используемой аппаратуры и оборудования.
ПК 1.5.	Устранять типовые неполадки в оборудовании и аппаратуре.
ПК 1.6.	Проводить измерения и обрабатывать данные контрольно- измерительных приборов.

#### Общие компетенции:

ОК 1.	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.
ОК 2	Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.
ОК 3.	Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.
ОК 4.	Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.
ОК 5.	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.
ОК 6.	Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.
ОК 7.	Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), за результат выполнения заданий.
ОК 8.	Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации.
ОК 9.	Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности
ОК 10.	Исполнять воинскую обязанность, в том числе с применением полученных профессиональных знаний (для юношей)

ОДОБРЕНО  
цикловой методической комиссией  
Протокол № \_\_\_\_\_ от « \_\_\_\_ »  
\_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.  
Председатель \_\_\_\_\_ А.Л. Аксарина

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора  
ГБПОУ «Пермский нефтяной  
колледж»  
\_\_\_\_\_ П.В.Корнейчук  
« 31 » августа 2024 г.

**ЗАДАНИЯ ДЛЯ ЭКЗАМЕНУЮЩЕГОСЯ.**  
Вариант № 1

**Инструкция**

Внимательно прочитайте задание.

Вы можете воспользоваться необходимыми диаграммами и графиками

Время выполнения задания *6 часов (270 минут)*

**Задание**

*Ответьте на вопросы:*

1. Описать способы эксплуатации скважин, область применения каждого из способов добычи нефти.
2. Рассказать о влиянии некачественного бурового раствора на коллекторские свойства пласта.
3. Описать эксплуатацию скважин УЭЦН – наземное и подземное оборудование, назначение узлов насосной установки.
4. Назначение, классификация, принцип измерения, принцип действия, особенности устройства глубинных расходомеров-дебитометров. Устройство модульного расходомера «ГЕО-РДС».
5. Методика измерения расхода жидкости, нефти и газа поверхностными расходомерами.

Решите задачи:

### Задача 1

Рассчитать диаметр долота под эксплуатационную колонну.

№ варианта	диаметр эксплуатационной колонны, мм	диаметр муфт, мм	кольцевой зазор между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины, мм
1	146	166	15

### Задача 2

Изобразить схему ИПТ с упором на забой при испытании пласта в не обсаженной скважине. Дать назначение узлов компоновки.

### Задача 3

Рассчитать давление на забое остановленной скважины (скважина безводная), для следующих условий:

№ варианта	глубина скважины (м)	статический уровень в скважине (м)	Средняя плотность нефти (кг /м <sup>3</sup> )	Давление на устье скважины (МПа)
1	1870	37	870	1,2

### Задача 4

На скважину одновременно установлены технический и эталонный манометры. Можно ли верить показаниям технического манометра с пределом допускаемой относительной погрешности 1,0%, если эталонный манометр показывает 26,8 кгс/см<sup>2</sup>, а технический 26,9 кгс/см<sup>2</sup>.

### Задача 5

Время пробега акустической волны в затрубном пространстве скважины, зарегистрированное эхолотом 0,9сек, а время пробега этой волны до репера, установленным на глубине 100м и обратно, составляет 0,66сек. Вычислить скорость распространения звуковой волны и определить глубину уровня жидкости в затрубном пространстве.

### III. ПАКЕТ ЭКЗАМЕНАТОРА

#### IIIa. УСЛОВИЯ

---

**Количество вариантов задания для экзаменуемого – 12 вариантов**

**Время выполнения задания – 6 часов (270 минут)**

**Оборудование:** чертёжные принадлежности, калькуляторы, структурные схемы, справочные материалы и таблицы (схемы приборов, таблицы из ГОСТ), кейсы заданий (12 вариантов).

#### **Литература для учащегося:**

##### **Учебники:**

1. Шишмарев В.Ю. Средства измерений. - М.: Академия, 2013.
2. Испытания нефтегазового оборудования и их метрологическое обеспечение: учебное пособие - М.: Проспект, 2016. - 608 с. - Доп. УМО.
3. Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие - Вологда:Инфра-Инженерия, 2016. - 228 с.
4. Бочарников, В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования (Том 1) [Электронный ресурс] М.: Инфра-Инженерия, 2015. - 576 с
5. Бочарников, В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования (Том 2) [Электронный ресурс] - М.: Инфра-Инженерия, 2015.

##### **Справочная литература:**

1. Вендельштейн В.Ю., Ильинский В.М. и др. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин
2. Мищенко И.Т., Расчеты в добыче нефти, М., Недра, 1989
3. Ривкин П.Р., Техника и технология добычи и подготовки нефти на нефтепромыслах, Уфа, 2008
4. Семенов Ю.В., Войтенко В.С. и др. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне, М., Недра, 1983
5. Щуров В.И., Технология и техника добычи нефти, М., Альянс, 2009

## III.6. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ

Выполнение студентом каждого задания оценивается в баллах: «5» («отлично»), «4» («хорошо»), «3» («удовлетворительно»), «2» «неудовлетворительно».

Оценка «отлично» ставится, если студент:

- знает фактический материал учебной программы;
- понимает и показывает различные межпредметные связи учебного материала;
- удачно подкрепляет теоретический материал разнообразными практическими примерами, в том числе, из личного опыта;
- владеет навыками выполнения практических заданий, поясняет порядок выполнения;
- правильно использует в ответе профессиональную терминологию.

Оценка «хорошо» ставится, если студент:

- знает программный материал, но допускает одну-две неточности в его изложении;
- межпредметные связи показывает не в полном объеме;
- некоторые теоретические положения не подкрепляет практическими примерами, допускает неточности при выполнении практических заданий;
- не всегда пользуется необходимой профессиональной терминологией.

Оценка «удовлетворительно» ставится, если студент:

- знает фактический материал, но допускает три или более ошибки;
- не понимает межпредметных связей при изложении материала учебной программы;
- не подкрепляет изложения теоретических вопросов практическими примерами профессиональной направленности;

Оценка «неудовлетворительно» ставится, если студент:

- не знает фактического материала учебной программы;
- не понимает и не знает межпредметных связей;
- не подкрепляет теоретические вопросы практическими примерами, в том числе, из личной профессиональной деятельности;
- не знает нормативных документов.

Максимальное количество баллов за девять заданий – 45, максимальный средний балл – 5.

**Вывод об освоении вида профессиональной деятельности осуществляется после оценки выполнения задания на основании среднего балла при условии, что более 50% заданий выполнены на положительную оценку (удовлетворительно, хорошо, отлично):**

**ВПД не освоен если студент набрал менее 2,6 балла и выполнил менее 50% заданий;**

**ВПД освоен если студент набрал более 2,6 балла и выполнил более 50% заданий;**

**Разработчики:**

ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»

преподаватель геологических дисциплин

Л.В.Кокшарова

ГБОУП

«Пермский нефтяной колледж»

преподаватель геологических дисциплин

Е.П. Завьялова

**Эксперты от работодателя:**

ООО «ПИТЦ «Геофизика»  
(место работы)

Зам.главного метролога  
(занимаемая должность)

А.А.Мокрушин  
(инициалы, фамилия)