

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Югорский государственный университет»
НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Югорский государственный университет»



МДК.01.02.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Методические указания и контрольные задания
для обучающихся 4 курса заочной формы обучения образовательных
учреждений среднего профессионального образования
специальности 21.02.01

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Нижневартовск 2016

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭиБ»
Протокол № 8 от 17.11.2016 г.

Председатель

 Е. Г. Драницына

УТВЕРЖДАЮ

Председатель методического совета
ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

 Р. И. Хайбулина

« 24 » ноября 2016г.

Методические указания и контрольные задания для обучающихся 4 курса заочной формы обучения образовательных учреждений среднего профессионального образования специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по МДК.01.02. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений разработаны в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом (далее – ФГОС) по специальности среднего профессионального образования (далее – СПО) 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденным 12.05.2014г.;

2. Рабочей программой профессионального модуля ПМ. 01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденной 13.09.2016г.

Разработчик:

Габдрахманова Амина Мунировна, высшая квалификационная категория, преподаватель Нижневартовского нефтяного техникума (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Четверова Н.В., высшая квалификационная категория, преподаватель Нижневартовского нефтяного техникума (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Невестюк Д.И., главный инженер ООО «Производственно-внедренческое предприятие «АБС».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нижневартовский
Замечания, предложения и пожелания направлять в Нижневартовский
нефтяной техникум (филиал) федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ПАСПОРТ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО КУРСА МДК.02.01. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	4
1.1 Область применения междисциплинарного курса.....	4
1.2 Место междисциплинарного курса в структуре профессионального модуля.....	5
1.3 Цели и задачи междисциплинарного курса – требования к результатам освоения.....	5
1.4 Рекомендуемое количество часов на освоение программы междисциплинарного курса при заочной форме обучения.....	6
2 СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ МДК.02.01 ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	6
2.1 Объем междисциплинарного курса и виды учебной работы при заочной форме обучения.....	6
2.2 Тематический план и содержание междисциплинарного курса....	7
2.3 Вопросы контрольной работы.....	13
2.4 Методические указания к выполнению контрольной работы.....	17
2.5 Контроль и оценка результатов освоения МДК.....	23
2.6 Вопросы дифференцированного зачета МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.....	23
3 УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО КУРСА	25
3.1 Требования к минимальному материально-техническому обеспечению.....	25
3.2 Информационное обеспечение обучения.....	25
4 ФОРМЫ КОНТРОЛЯ И ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО КУРСА ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЗАОЧНОЙ ФОРМЕ ОБУЧЕНИЯ	26

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания и контрольные задания для обучающихся 4 курса заочной формы обучения по разделу ПМ 01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, разработаны и составлены в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом (далее – ФГОС) по специальности среднего профессионального образования (далее – СПО) 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденным 12.05.2014г.; рабочей программой профессионального модуля ПМ. 01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденной 13.09.2016г.

Предлагаемые методические указания и контрольные задания включают структуру и содержание МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, теоретические и практические задания контрольной работы; перечень лекций и практических работ по междисциплинарному курсу.

МУ и КЗ по МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений могут быть использованы преподавателями и обучающимися в качестве учебного пособия при подготовке к контрольной работе, к экзамену по междисциплинарному курсу, при выполнении курсового и дипломного проекта по специальности 21.02.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений.

Цель данных методических указаний – оказать помощь обучающимся заочной формы обучения в эффективном освоении МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений профессионального модуля ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

1. ПАСПОРТ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО КУРСА МДК.01.02. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Область применения междисциплинарного курса

Междисциплинарный курс МДК. 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений относится к профессиональному модулю ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений учебного плана и построен с учетом принципов системности, научности, доступности и преемственности; спо-

способствует развитию коммуникативной компетенции специалиста.

1.2. Место междисциплинарного курса в структуре профессионального модуля

Междисциплинарный курс МДК.01. 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений относится к профессиональному модулю ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

1.3. Цели и задачи междисциплинарного курса – требования к результатам освоения

Результатом освоения профессионального модуля является овладение обучающимися видом профессиональной деятельности **Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**, в том числе профессиональными (ПК) и общими (ОК) компетенциями:

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1.	Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений.
ПК 1.2.	Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки месторождений и эксплуатации скважин.
ПК 1.3.	Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях.
ПК 1.4.	Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин.
ПК 1.5.	Принимать меры по охране окружающей среды и недр от техногенных воздействий производства.
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.

Код	Наименование результата обучения
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.

1.4. Рекомендуемое количество часов на освоение программы междисциплинарного курса при заочной форме обучения:

- максимальной учебной нагрузки обучающегося – **330 часов**, в том числе:

- обязательной аудиторной учебной нагрузки обучающегося – **64 часа** (из них 32 часа – лекционные занятия; 20 часов – практические занятия, 12 часов – курсовое проектирование);

- самостоятельной работы обучающегося – **266 часов**;

2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ МДК.01.02 ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Объем междисциплинарного курса и виды учебной работы при заочной форме обучения

№	Вид учебной работы	Объем часов
1.	Максимальная учебная нагрузка при заочной форме обучения (всего)	330
2.	Обязательная аудиторная учебная нагрузка при заочной форме обучения (всего), в том числе:	64
2.1	лекционные занятия	32
2.2	практические занятия	20
2.3	Самостоятельная работа студентов	266
3.	Систематическая проработка конспектов занятий, учебной и специальной технической литературы (по вопросам к параграфам, главам учебных пособий, составленным преподавателем). Подготовка к практическим работам с использованием методических рекомендаций преподавателя, оформление практических работ. Подготовка к защите практических работ.	166
4.	Самостоятельное изучение правил выполнения чертежей и технологической документации по ЕСКД и ЕСТП.	100
5.	Итоговая аттестация - дифференцированный зачет – 6 семестр; экзамен -7 семестр	

2.2. Тематический план и содержание междисциплинарного курса

Наименование разделов и тем	Максим. учебная нагрузка, час	Кол-во аудиторных часов при заочной форме обучения, час			СРС, час
		всего	в том числе		
			ЛР	ПЗ	
1	2	3	4	5	6
Раздел 4. Контроль и поддержание оптимальных режимов эксплуатации скважин.					
Тема 1. Методы увеличения производительности скважин.	40	12	-	8	30
Тема 2. Средства автоматизации добычи нефти и газа.	40	14	-	4	20
Тема 3. Системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа	45	4	-	-	20
Тема 4. Измерение количества нефти, газа и воды по скважинам	40	4	-	4	20
Тема 5. Сепарация нефти от газа	45	6	-	4	20
Тема 6. Промысловые трубопроводы	40	4	-		20
Раздел 5. Предотвращение и ликвидация последствий аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях					
Тема 1. Общие принципы проектирования безопасного производственного оборудования	40	4	-	-	18
Тема 2. Экологический мониторинг на севере Западной Сибири.	40	4	-	-	18
Всего по дисциплине:	330	52	-	20	166

РАЗДЕЛ 4. КОНТРОЛЬ И ПОДДЕРЖАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.

Тема 4.1. Методы увеличения производительности скважин.

Классификация методов увеличения производительности скважин. Системный подход к обработкам ПЗС. Выбор скважин для обработки призабойной зоны. Воздействие на призабойную зону скважин с целью интенсификации притока жидкости. Технологическая эффективность методов воздействия на ПЗС. Механические методы воздействия на призабойную зону скважин. Химические методы воздействия на призабойную зону.

Методические указания:

Большое влияние на продуктивность добывающих скважин, а также на энергетические и материальные затраты по извлечению нефти на поверхность оказывают состав и свойства пластовых флюидов, коллекторские свойства горных пород. От них зависят выбор режима работы и оборудования скважины, долговечность его работы, механизм движения

флюидов по пласту, конечный коэффициент нефтеизвлечения.

При изучении этой темы необходимо особое внимание уделить технологии проведения каждого метода, используемым при этом техническим средствам и материалам.

Литература: [1], с. 359-375.

Практическое занятие № 1.

Практическое занятие № 2.

Вопросы для самоконтроля:

1. Какие методы увеличения производительности скважин вы знаете?
2. Перечислите и охарактеризуйте особенности каждого метода.
3. Охарактеризуйте технические средства для ГРП, СКО.
4. Виды КО, условия их применения.
5. Виды ГРП, их особенности.

Тема 4.2. Средства автоматизации добычи нефти и газа.

Государственная система приборов. Общие сведения об измерениях и измерительных приборах. Характерные особенности автоматизации нефтегазодобывающих предприятий. Функциональные схемы автоматизации технологических процессов. Основные понятия системы автоматического регулирования (САР). Требования, предъявляемые к САР. Показатели качества. Контроль процессов добычи нефти и газа. Принципы регулирования и контроля. Автоматизация добывающих скважин при различных способах эксплуатации. Автоматизация систем сбора и подготовки скважинной продукции. Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) «Спутник - А». Автоматизация БКНС.

Методические указания:

При изучении этой темы необходимо обратить внимание на то, что основу автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) составляют локальные системы автоматического регулирования (САР) и контроля (САК). Состав и построение конкретной системы автоматизации определяется ее назначением и решаемыми задачами. Характерной особенностью АСУ ТП является возможность полного исключения человека из контура управления технологическим процессом при достаточно высоком уровне его автоматизации.

Система автоматического регулирования (САР) является распространенным частным случаем системы автоматического управления, характерная особенность которой - поддержание значения регулируемой величины на заданном постоянном уровне. Задача системы автоматического регулирования в нефтегазодобывающей отрасли - устойчиво поддерживать заданное значение регулируемой величины на объектах нефтедобычи или изменять ее по определенной программе.

Литература: [5], с. 12-16, с.123-158, с.196-226.

Практическое занятие № 3.

Вопросы для самоконтроля:

1. Назовите основные принципы САР.
2. Какие приборы осуществляют контроль отбора нефти из скважин?
3. Назначение систем автоматического контроля (САК).
4. Какие приборы служат для измерения давления и температуры?
5. В чем отличие САР от САК?

Тема 4.3. Системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа

Системы совместного сбора и транспорта нефти и газа. Классификация систем сбора по величине рабочего давления. Схема самотечной двухтрубной системы сбора. Система сбора нефти и газа Бароняна – Везирова. Требования к современным системам сбора нефти и газа. Принципиальная схема высоконапорной однострубно́й системы сбора. Напорная система сбора. Особенности систем сбора продукции скважин в Западной Сибири. Схема напорной герметизированной системы нефтегазосбора, ее основные элементы.

Методические указания:

Промысловое обустройство требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение системы сбора и транспорта продукции скважин. Поэтому совершенствование и упрощение систем сбора и транспорта нефти и газа имеет первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства и, следовательно, для ускорения ввода в действие новых нефтяных месторождений.

Для изучения этой темы необходимо иметь четкое представление о существующих системах сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа, их назначении и особенностях.

Системы сбора нефти и газа постоянно совершенствуются, поэтому необходимо познакомиться со всеми современными схемами сбора и транспортировки нефти и газа, для чего рекомендуется обратиться к печатным изданиям и дополнительному материалу по данному вопросу.

Литература: [3], с. 6-13, с.22-24.

Вопросы для самоконтроля:

1. В чем заключается задача совершенствования и упрощения систем сбора и транспорта нефти и газа?
2. Каким требованиям должна отвечать система сбора нефти и газа?
3. Перечислите существующие системы сбора нефти и газа?
4. В чем особенности современных систем сбора?
5. Отличия системы сбора продукции скважин в Западной Сибири.

Тема 4.4. Измерение количества нефти, газа и воды по скважинам

Современные методы измерения продукции скважин. Установки для измерения дебитов добывающих скважин при групповом сборе. Назначение автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), их виды.

Устройство АГЗУ типа «Спутник», характеристика основных узлов. Техническая характеристика нефтегазового сепаратора для измерения количества газа и жидкости. Приборы для измерения расхода жидкости и газа. Порядок замера количества добываемой жидкости с помощью АГЗУ «Спутник-А». Турбинный расходомер жидкости (ТОР), принцип работы.

Методические указания:

В настоящее время разработаны и широко применяют автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) по замеру продукции скважин: «Спутник-А», «Спутник-Б» и «Спутник-В». Модификация и конструкция существующих установок постоянно совершенствуется и дополняется. В связи с этим необходимо дополнительно изучить информацию о новинках в области автоматизированного замера продукции добывающих скважин на нефтепромыслах Западной Сибири.

Приборы, предназначенные для измерений расходов жидкости и газа в нефтегазовой промышленности (расходомеры), разнообразны как по методам измерения, так и по конструктивному оформлению. Применение прибора того или иного типа зависит от технологических требований, характера измеряемого вещества и экономической целесообразности.

Для более полного изучения данной темы рекомендуется повторить учебный материал по дисциплине «Метрология».

Литература: [1], с. 104-134.

Практическое занятие № 4.

Вопросы для самоконтроля:

1. Принципиальное отличие различных модификаций АГЗУ «Спутник»?
2. Требования к приборам для измерения расхода нефти и газа?
3. Принцип работы расходомера турбинного типа ТОР.
4. Порядок замера содержания воды в нефти с помощью влагомера УВН.
5. Классификация приборов для измерения расходов жидкости и газа (расходомеров).

Тема 4.5. Сепарация нефти от газа.

Основные принципы технологических процессов промышленной подготовки нефти и воды. Классификация нефтегазовых сепараторов (НГС) по типам, видам, назначению. Принцип сепарации нефти от газа в вертикальном сепараторе. Другие виды нефтегазосепараторов, их назначение, типы и конструкция. Принципиальные схемы работы горизонтальных, вертикальных, гидроциклонных сепараторов. Эффективность работы сепараторов.

Методические указания:

Для изучения данной темы необходимо воспользоваться существующей классификацией нефтегазовых сепараторов, представленной в рекомендуемой учебной литературе.

Литература: [3], с. 34-65.

Практическое занятие № 5.**Вопросы для самоконтроля:**

1. Назначение сепараторов.
2. Классификация нефтегазовых сепараторов.
3. Принцип работы вертикального нефтегазового сепаратора.
4. Какие приборы установлены на НГС для контроля и регулирования их работы.
5. Назначение и виды жалюзийных насадок.

Тема 4.6. Промысловые трубопроводы.

Транспортирование скважинной продукции. Классификация промышленных трубопроводов (ТП). Сооружение трубопроводов, порядок проведения работ при сооружении трубопровода. Опрессовка трубопроводов. Коррозия трубопроводов. Активная и пассивная защита ТП. Ингибиторная защита трубопроводов от внутренней коррозии.

Методические указания:

Нефть и газ по выкидным линиям до АГЗУ транспортируются за счет перепада давления между устьем скважины и АГЗУ. В зависимости от дебитов скважины диаметры выкидных линий принимаются от 75-150 мм. Трубы выпускаются бесшовными, электросварными, спирально-сварными и др.

Для изучения этой темы необходимо повторить учебный материал по дисциплинам «Материаловедение», «Техническая механика».

Литература: [2], с. 48-53, с.65-68.

Вопросы для самоконтроля:

1. Классификация промышленных трубопроводов.
2. Порядок проведения работ при сооружении трубопроводов.
3. Виды коррозии ТП.
4. Способы защиты ТП от коррозии.
5. Сущность ингибиторной защиты ТП от коррозии.

РАЗДЕЛ 5. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Тема 5.1. Общие принципы проектирования безопасного производственного оборудования

Требования безопасности к производственному оборудованию в соответствии с ГОСТ. Безопасное размещение производственного оборудования и организация рабочих мест. Анализ аварийных ситуаций на нефтегазодобывающих предприятиях. Причины возникновения аварийных ситуаций на нефтепромыслах.

Методические указания:

Общие требования безопасности к производственному оборудованию установлены ГОСТ 12.2.003-74. В них определены требования к основным элементам конструкции, органам управления и средствам защиты, входящим в конструкцию производственного оборудования любого вида и назначения. Специфические особенности производственного оборудования учитываются по каждому его виду отдельными стандартами.

Для изучения данной темы необходимо ознакомиться с нормативными документами, регламентирующими общие принципы безопасности производственного оборудования в соответствии с ГОСТ.

Литература: [6], с. 17-25.

Вопросы для самоконтроля:

1. Требования безопасности к производственному оборудованию.
2. Что относится к защитным устройствам?
3. Общие и специальные защитные устройства.
4. Причины аварийных ситуаций на нефтепромысле.

Тема 5.2. Экологический мониторинг на севере Западной Сибири.

Понятие мониторинга, виды, его цели и значение. Основные процедуры, входящие в основу экологического мониторинга. Стационарное оборудование для сбора нефти с водной поверхности. Насосы - нефтесборщики.

Методические указания:

Для нефтегазопромысловых районов Западной Сибири характерна наибольшая острота экологической ситуации. Это вызвано тем, что экологические проблемы в данном нефтегазоносном районе связаны с бурением, обустройством и эксплуатацией скважин, строительством и эксплуатацией нефте- и газопроводов, подготовкой нефти и газа к транспортировке и функционированием вспомогательных производств.

Для изучения данной темы необходимо ознакомиться с нормативными документами НГДП, регламентирующими меры экологической безопасности предприятия.

Литература: [6], с. 24-36, с. 45-53.

Вопросы для самоконтроля:

1. Виды мониторинга.
2. Основные этапы в решении экологических проблем.
3. Для каких регионов характерна острая экологическая ситуация?
4. Задачи, решаемые с помощью экологического мониторинга.

2.3. Вопросы контрольной работы

Для контроля самостоятельной подготовки обучающихся предусматривается выполнение одной контрольной работы, которая содержит 3 теоретических вопроса и 2 задачи. Задание разработано в 30 вариантах. Вариант контрольного задания определяется двумя последними цифрами шифра обучающегося. В таблице 2.1 указаны номера контрольных вопросов согласно вариантам. Контрольная работа выполняется в отдельной тетради рукописным способом, либо на листах формата А4 печатным способом.

При выполнении контрольной работы необходимо учесть следующие требования:

1. При выполнении теоретической части вопросы переписываются полностью, ответы на них должны быть лаконичными и конкретными с использованием при необходимости иллюстраций, графиков и др.

2. Решение каждой задачи начинается с новой страницы. При решении задач записывается условие задачи, исходные данные с полным наименованием, обозначением, размерностями величин.

3. В ходе решения задачи расчетная формула записывается в новой строке по центру, ниже даются необходимые пояснения входящих в формулу величин с указанием их размерностей, ссылки на литературу. Затем производится числовая подстановка без промежуточных вычислений, указывается результат в системе СИ.

4. В конце работы приводится список использованной литературы, оставляется чистая страница для рецензии.

5. Контрольная работа сдается на проверку не позднее, чем за 2 недели до начала экзаменационной сессии.

6. Если работа выполнена неудовлетворительно, то обучающийся выполняет её вторично.

7. Работы, выполненные неаккуратно (без соблюдения требований по оформлению) или не по своему варианту возвращаются без проверки.

Таблица 2.1

Номера вариантов и вопросов для контрольной работы

№ варианта	Номера вопросов	№ варианта	Номера вопросов
1	1 31 61	16	16 46 76
2	2 32 62	17	17 47 77
3	3 33 63	18	18 48 78
4	4 34 64	19	19 49 79
5	5 35 65	20	20 50 80
6	6 36 66	21	21 51 81
7	7 37 67	22	22 52 82
8	8 38 68	23	23 53 83
9	9 39 69	24	24 54 84
10	10 40 70	25	25 55 85
11	11 41 71	26	26 56 86

№ варианта	Номера вопросов	№ варианта	Номера вопросов
12	12 42 72	27	27 57 87
13	13 43 73	28	28 58 88
14	14 44 74	29	29 59 89
15	15 45 75	30	30 60 90

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ

1. Назначение методов увеличения производительности скважин. ГТМ.
2. Область применения ГРП, разновидности, сущность, цель.
3. Критерии выбора объекта для ГРП.
4. Технологические жидкости, закрепляющий материал для ГРП.
5. Техника и технология ГРП.
6. Область применения, виды кислотных обработок; критерии подбора скважин.
7. Техника и технология КО.
8. Назначение и классификация подземных ремонтов.
9. Спуско-подъемные операции.
10. Обследование скважин.
11. Прямая, обратная, комбинированная, непрерывная промывки.
12. Ликвидация пробок желонками.
13. Глушение скважин.
14. Жидкости глушения.
15. Схема расстановки оборудования при глушении.
16. Оборудование скважины для проведения промывки.
17. Виды КРС.
18. Расстановка оборудования при ремонте скважины с УЭЦН.
19. Расстановка оборудования при ремонте скважины с УШГН.
20. Охрана труда и охрана окружающей среды при ремонте скважин.
21. Технология смены трубного насоса.
22. Ремонт фонтанной и компрессорной скважин: спуск и замена труб, изменение погружения подъемных труб, проверка и замена пакеров, якорей, газлифтных клапанов, пусковых клапанов, очистка подъемных труб.
23. Ловильные работы в эксплуатационных скважинах и выбор инструмента.
24. Изоляционные работы.
25. Гидромеханические, гидровакуумные, циклические желонки.
26. Цементирование под давлением.
27. Технология проведения работ по извлечению штангового насоса.
28. Крепление ПЗП.
29. Технология смены УЭЦН.
30. Двухтрубная система сбора.
31. Государственная система приборов.

32. Общие сведения об измерениях и измерительных приборах.
33. Измерения давления. Классификация приборов давления.
34. Преобразователи (датчики) давления.
35. Измерение температуры. Термометры расширения. Манометрические термометры.
36. Термометры сопротивления, термоэлектрические термометры. Приборы, работающие в комплекте с ними.
37. Измерение расхода, объема и массы жидкости и газа. Расходомеры постоянного и переменного перепада давления.
38. Измерение уровня жидкости.
39. Контроль процессов добычи нефти и газа. Плотномеры. Вискозиметры.
40. Анализаторы соли и воды в нефти. Газоанализаторы.
41. Методы и средства глубинных измерений. Скважинные манометры.
42. Скважинные термометры. Измерение расхода в скважине.
43. Измерение уровня жидкости в скважине.
44. Основные понятия САР. Принципы регулирования.
45. Требования, предъявляемые к САР. Показатели качества.
46. Технические средства САР. Автоматические регуляторы.
47. Функциональные схемы автоматизации технологических процессов.
48. Характерные особенности автоматизации нефтегазодобывающих предприятий.
49. Автоматизация фонтанных скважин и скважин, оборудованных УЭЦН.
50. Автоматизация скважин оборудованных ШГН (ШСНУ).
51. Автоматизация газлифтных скважин.
52. АГЗУ «Спутник –А». Автоматический и ручной замер дебита.
53. АГЗУ «Спутник – М». Особенности измерения расхода.
54. Автоматизация БКНС.
55. Автоматизация систем сбора и подготовки скважинной продукции.
56. Система сбора на месторождениях Западной Сибири (схема).
57. Преимущества и недостатки герметизированных систем сбора.
58. БАЗУ «Спутник», их классификация.
59. Унифицированная технологическая схема сбора нефти и газа.
60. Установки с предварительным сбросом воды типа УПС, устройство, принцип работы.
61. Назначение и классификация сепараторов.
62. Сепаратор с предварительным отбором газа типа УБС, устройство.
63. Эффективность работы сепараторов.
64. Классификация промысловых трубопроводов.
65. Причины образования нефтяных эмульсий.
66. Нефтяные эмульсии, их виды.
67. Виды коррозии, их отличие друг от друга.
68. Основное оборудование товарных резервуарах и его назначение.

69. ДНС, назначение, принцип работы.
70. Назначение и виды резервуаров.
71. Методы разрушения нефтяных эмульсий.
72. Стальные вертикальные резервуары (РВС), их конструкция.
73. Активная защита трубопровода от коррозии.
74. Гравитационный отстой и центрифугирование.
75. Предотвращение потерь легких фракций нефти при хранении ее в резервуарах.
76. Деэмульгаторы: цель применения, требования, предъявляемые к ним.
77. Водопотребители НГДП.
78. Пассивная защита трубопровода от коррозии.
79. Оборудование УПН.
80. Сепараторы для подготовки газа.
81. Основное назначение отстойников.
82. Деэмульсатор типа УДО – 2М, назначение, принцип работы.
83. Общие понятия охраны окружающей среды, задачи. История развития, перспективы нефтяной и газовой промышленности.
84. Источники загрязнения природной среды и их классификация. Окружающая среда и общество.
85. Качество и состояние природной среды Нижневартовского района: атмосферный воздух, водные ресурсы, почвы и земельные ресурсы, растительные ресурсы и т.д. Образование особо охраняемых природных территорий.
86. Техногенное воздействие производства на атмосферный воздух, природные воды, почвы.
87. Проблема отходов в Нижневартовском районе. Отходы бурения - источник загрязнения окружающей среды.
88. Пути решения экологических проблем, связанных с техногенным воздействием нефтяной промышленности.
89. Методы очистки газовых выбросов, сточных вод, способы ликвидации промышленных отходов.
90. Анализ аварийных ситуаций на нефтегазодобывающих предприятиях. Причины возникновения аварийных ситуаций на нефтепромыслах.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ

ЗАДАЧА 1.

Рассчитать скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу и жидкости. Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.2.

ЗАДАЧА 2.

Оценить степень загрязнения водоема разлившейся нефтью различными способами в результате аварии магистрального нефтепровода. Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.3.

2.4. Методические указания к выполнению контрольной работы

К решению задач необходимо приступить после тщательного изучения соответствующих тем, рекомендаций, общих сведений, приведенных перед решением задачи, рассмотрения решения типовых задач.

К задаче 1.

Состав фаз (газ, нефть), которые выделяются в сепараторе, можно регулировать изменением давления и температуры сепарации.

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам:

1. вследствие резкого снижения скорости газового потока и
2. вследствие разности плотностей газовой и жидкой фаз.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе (v_r) была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа ($u_{\text{ч}}$), т.е: $v_r < u_{\text{ч}}$.

Таблица 2.2

Исходные данные для расчета

Параметры	Варианты				
	1,6	2,7	3,8	4,9	5,10
1. Давление в сепараторе, Р, Па	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4
2. Абсолютная температура в сепараторе, Т, °К	285	295	300	305	310
3. Диаметр сепаратора, Д, м	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
4. Плотность нефти, ρ_n , кг/м ³	800	820	840	860	880
5. Плотность газа при н.у, ρ_0 , кг/м ³	1,0	1,1	1,15	1,2	1,25
6. Вязкость нефти, μ_n , мПа·с	3,2	3,7	3,16	4,2	4,6
7. Вязкость газа, μ_r , мПа·с,	0,01	0,011	0,012	0,013	0,014
8. Диаметр частицы (капельки нефти), d_n , мкм	24	26	28	30	32
8. Коэффициент сжимаемости, Z	0,95	0,97	0,96	0,98	0,99
9. Дебит добывающей скважины, Q _н , т/сут	180	190	200	210	220

Примечание: 1 кг/м³ = 10⁻³ т/м³; 1 мПа·с = 10⁻³ Па·с; 1 мкм = 10⁻⁶ м.

Последовательность решения задачи:

1. Определяем плотность газа в условиях сепаратора:

$$\rho_r = \rho_0 \cdot P/P_0 \cdot T/T_0 \cdot 1/Z, \text{ кг/м}^3 \quad (1.1)$$

где ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;
 P - давление в сепараторе, Па;
 P₀ - атмосферное давление, принимаем 1,013·10⁵ Па;
 T - абсолютная температура в сепараторе, (T=273+t), К;
 T₀ - абсолютная нормальная температура, T₀=273 К;
 Z - коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

2. Определяем скорость осаждения капельки жидкости (твердой час-

тицы), имеющей форму шара, по формуле Стокса:

$$u_{\text{ч}} = \dots, \text{ м/с} \quad (1.2)$$

где $u_{\text{ч}}$ - скорость осаждения частицы, м/с;
 $d_{\text{н}}$ - расчетный диаметр частицы (капельки нефти), м;
 $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{г}}$ - плотности нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³;
 g - ускорение свободного падения, 9,8 м/с²;
 $\mu_{\text{г}}$ - Динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па·с.

3. Рассчитываем скорость подъема газа в вертикальном сепараторе:

$$v_{\text{г}} = \dots, \text{ м/с} \quad (1.3)$$

4. Рассчитываем суточную производительность сепаратора по газу:

$$V_{\text{г}} = \frac{86400 \cdot v_{\text{г}} \cdot 0,785 \cdot D^2 \cdot P \cdot T_0}{Z \cdot P_0 \cdot T}, \text{ м}^3 \quad (1.4)$$

где D - диаметр сепаратора, м.

5. Рассчитываем скорость подъема уровня нефти в сепараторе:

$$v_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{н}}}{86400 \cdot 0,785 \cdot D^2 \cdot \rho_{\text{н}}}, \text{ м/с} \quad (1.5)$$

где $\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти, т/м³;
 $Q_{\text{н}}$ - дебит добывающей скважины, т/сут.

6. Сравниваем скорости всплывания пузырьков газа и осаждения капельки жидкости: для эффективной работы сепаратора необходимо, чтобы скорость всплывания пузырьков газа была меньше скорости осаждения капельки жидкости:

$$v_{\text{г}} < u_{\text{ч}} \quad (1.6)$$

7. Делаем вывод об эффективности работы вертикального гравитационного сепаратора.

8. Рассчитываем суточную производительность сепаратора по жидкости:

$$Q_{\text{ж}} = 36964 \cdot D^2 \cdot \frac{d_{\text{г}}^2 (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}}) \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{н}}}, \text{ м}^3 \quad (1.7)$$

где $d_{\text{г}}$ - диаметр пузырьков газа, принимаем 0,004 м.

К задаче 2.

Площадь нефтяного загрязнения земель и водных объектов может

быть определена:

- методом экспертных оценок;
- инструментальным методом;
- методом аэрофотосъемки.

При использовании *метода экспертных оценок* в качестве масштаба используют предметы или сооружения на местности с известными размерами, на основании которых определяют длину, ширину или радиус нефтяного пятна.

Для определения площади загрязнения *инструментальным методом* выбирают опорные точки на местности, между которыми определяют углы и расстояние. Полученные данные наносят на карту, затем в соответствии с масштабом карты вычисляют искомую площадь.

При использовании *метода аэрофотосъемки* размер пятна определяют по аэрофотоснимкам.

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной или эмульгированной в воде нефти.

Масса M_p нефти, разлитой на поверхности водного объекта, определяется одним из следующих способов:

1. *по балансу количества нефти*, вылившейся из магистрального нефтепровода при аварии, и ее распределения по компонентам окружающей природной среды;

2. *по результатам инструментальных измерений* на загрязненной нефтью поверхности водного объекта;

3. *по количеству нефти, собранной нефтесборными средствами* при ликвидации аварийных разливов.

В случае, если определение массы разлитой на водной поверхности нефти производится несколькими способами, дающими разные результаты, в расчет включается **большая величина**.

Для получения предварительных данных может использоваться метод экспертных оценок загрязнения водных объектов без применения его в расчетах ущерба окружающей среде.

Для водоемов допускается проведение контрольных замеров фактических концентраций эмульгированной и растворенной нефти под поверхностью разлива, а также толщины загрязненного слоя воды водного объекта после проведения мероприятий по сбору разлитой нефти.

Таблица 2.3

Исходные данные для расчета

Параметры	Варианты				
	1,6	2,7	3,8	4,9	5,10
1	2	3	4	5	6
1.Фоновая концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м вне зоны разлива, C_{ϕ} , г/м ³	0,05	0,01	0,02	0,04	0,06

1	2	3	4	5	6
2.Концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м в зоне разлива, C_p , г/м ³	7,8	8,2	7,88	8,5	8,6
3.Удельная масса разлитой нефти на 1 м ² поверхности воды, m_p , г/м ²	60	65	70	75	80
4.Удельная масса фоновой нефти на 1 м ² свободной от разлива поверхности воды, m_ϕ , г/м ²	Табл. 2.5, 2	Табл. 2.5, 3	Табл. 2.5, 4	Табл. 2.5, 5	Табл. 2.5, 6
5.Удельная масса пленочной нефти на 1 м ² поверхности воды после завершения сбора разлитой нефти, $m_{пл.ост}$ г/м ²	Табл. 2.5, 2	Табл. 2.5, 3	Табл. 2.5, 3	Табл. 2.5, 4	Табл. 2.5, 2
6.Площадь поверхности воды, покрытая разлитой нефтью, F_n , м ²	60000	65000	70000	75000	80000
7.Масса нефти, вылившейся из магистрального нефтепровода, M , т	1000	900	800	700	950
8.Масса загрязнившей землю нефти, включая находящуюся на ее поверхности, $M_{п}$, т	550	520	450	480	500
9.Масса летучих низкомолекулярных углеводородов нефти, испарившихся с поверхности почвы (водного объекта), $M_{ип}$, т	15	16	17	18	16
10. Площадь поверхности воды, покрытая пленочной нефтью после завершения работ по ликвидации разлива нефти, $F_{н.ост}$ м ²	500	600	700	800	450

1. Масса нефти, загрязняющей толщу воды, рассчитывается по формулам:

$$\text{- для водоемов: } M_{н. в-м} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot M_p \cdot (C_n - C_\phi) \quad (2.1)$$

$$\text{- для водотоков: } M_{н. в-к} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p \cdot (C_n - C_\phi) \quad (2.2)$$

где M_p - масса разлитой на поверхности водного объекта нефти, г;
 C_n - концентрация насыщения водной поверхности нефтью, г/м³;
 C_ϕ - фоновая концентрация растворенной и эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м вне зоны разлива, г/м³;

Концентрация насыщения C_n принимается по табл.2.4 в зависимости от типа водного объекта.

Таблица 2.4

Концентрация насыщения воды нефтью	
Тип водного объекта	Концентрация насыщения C_n , г/м ³
Водоем	26
Водоток	122

Данные о фоновой концентрации C_ϕ могут быть получены в местных органах, контролирующих водные объекты, или определены по результатам лабораторных анализов проб воды, отобранных вне зоны загрязнения.

2. Расчет массы нефти, разлитой на поверхности водного объекта, по

балансу ее количества производится по формуле:

$$M_p = M - M_{\text{п}} - M_{\text{ип}} \quad (2.3)$$

- где M - масса нефти, вылившейся из магистрального нефтепровода, т;
 $M_{\text{п}}$ - масса загрязнившей землю нефти, включая находящуюся на ее поверхности, т;
 $M_{\text{ип}}$ - масса летучих низкомолекулярных углеводородов нефти, испарившихся с поверхности почвы (водного объекта), т.

3. При использовании данных **инструментальных измерений** расчет массы нефти, поступившей в водный объект, производится по формуле:

$$M_p = (m_p - m_{\text{ф}}) \cdot F_{\text{н}} \cdot 10^{-6} + (C_p - C_{\text{ф}}) \cdot V_p \cdot 10^{-6} \quad (2.4)$$

- где m_p - удельная масса разлитой нефти на 1 м² поверхности воды, г/м²;
 $m_{\text{ф}}$ - удельная масса фоновой нефти на 1 м² свободной от разлива поверхности воды, г/м²;
 $F_{\text{н}}$ - площадь поверхности воды, покрытая разлитой нефтью, м²;
 C_p - концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м в зоне разлива, г/м³;
 $C_{\text{ф}}$ - фоновая концентрация растворенной и (или) эмульгированной нефти в водном объекте на глубине 0,3 м вне зоны разлива, г/м³;
 V_p - объем воды, в котором к моменту инструментальных измерений растворилась разлитая нефть, $V_p = 0,3 \cdot F_{\text{н}}$, м³.

4. На основе **экспертных оценок** характера поверхности воды и внешних признаков нефтяной пленки расчет массы нефти, разлитой на поверхности водного объекта, производится по формуле:

$$M_p = (m_p - m_{\text{ф}}) \cdot F_{\text{н}} \cdot 10^{-6} \quad (2.5)$$

Значения m_p и $m_{\text{ф}}$ при оценке массы разлитой нефти данным способом принимаются по табл.2.5.

Таблица 2.5

Масса нефти на 1 м² водной поверхности при различном внешнем виде нефтяной пленки

Внешние признаки нефтяной пленки	Масса нефти на 1 м ² водной поверхности ($m_p, m_{\text{ф}}$)
1. Чистая водная поверхность без признаков опалесценции (отсутствие признаков цветности при различных условиях освещенности)	0
2. Отсутствие пленки и пятен, отдельные радужные полосы, наблюдаемые при наиболее благоприятных условиях освещения и спокойном состоянии водной поверхности	0,1
3. Отдельные пятна и серые пленки серебристого налета на поверхности воды, наблюдаемые при спокойном состоянии водной поверхности, появление первых признаков цветности	0,2

Внешние признаки нефтяной пленки	Масса нефти на 1 м ² водной поверхности (m_p, m_{ϕ})
4. Пятна и пленки с яркими цветными полосами, наблюдаемыми при слабом волнении	0,4
5. Нефть в виде пятен и пленки, покрывающая значительные участки поверхности воды, не разрывающиеся при волнении, с переходом цветности к тусклой мутно-коричневой	1,2
6. Поверхность воды покрыта сплошным слоем нефти, хорошо видимой при волнении, цветность темная, темно-коричневая	2,4

Способ экспертных оценок может применяться в случаях, когда толщина слоя нефти в месте разлива значительно меньше 1 мм.

5. Масса пленочной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий по ликвидации последствий разливов нефти, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{пл.ост}} = m_{\text{пл.ост}} \cdot F_{\text{н.ост}} \quad (2.6)$$

где $m_{\text{пл.ост}}$ - удельная масса пленочной нефти на 1 м² поверхности воды после завершения сбора разлитой нефти, г/м², принимается по табл.2.5.
 $F_{\text{н.ост}}$ - площадь поверхности воды, покрытая пленочной нефтью после завершения работ по ликвидации разлива нефти, м²

6. Масса нефти, принимаемая для расчета платы за загрязнение водного объекта при авариях на магистральных нефтепроводах M_y , рассчитывается по формуле:

$$M_y = M_{\text{ип}} + M_{\text{пл.ост}} \quad (2.7)$$

где $M_{\text{ип}}$ - масса испарившихся летучих, низкомолекулярных углеводородов нефти, т;
 $M_{\text{пл.ост}}$ - масса пленочной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения мероприятий по ликвидации разлива, т;

Если в результате проведения мероприятий пленочная нефть полностью удалена, то второе слагаемое формулы (2.7) принимается равным нулю.

Последовательность решения задачи:

1. Произвести расчет массы разлитой нефти (M_p) на поверхности водного объекта:

- по балансу ее количества (формула 2.3);
- по данным инструментальных измерений (формула 2.4);
- на основе экспертных оценок (формула 2.5).

2. Произвести расчет массы нефти, загрязняющей толщу воды для водоемов ($M_{\text{н. в-м}}$) и водотоков ($M_{\text{н. в-к}}$) по формулам 2.1 и 2.2. Массу разлитой

нефти (M_p) взять максимальное расчетное значение, полученное из формул 2.3, 2.4, 2.5.

3. Рассчитать массу пленочной нефти по формуле 2.6.

4. Рассчитать массу нефти для расчета платы за загрязнение водного объекта по формуле 2.7.

2.5. Контроль и оценка результатов МДК

Вид итогового контроля:

- Выполнение контрольной работы по МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;
- Дифференцированный зачет – 6 семестр.

2.6. Вопросы дифференцированного зачета МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

1. Понятие дебита скважины, депрессии и репрессии.
2. Скин-Эффекты.
3. Методы освоения скважин.
4. Типы фонтанных подъёмников.
5. Классификация фонтанных арматур.
6. Подземное оборудование фонтанных скважин.
7. Регулирование работы фонтанной скважины.
8. Установление технологического режима работы фонтанной скважины.
9. Неполадки в работе фонтанных скважин.
10. Область применения, преимущества, недостатки, сущность газлифта.
11. Системы газлифта.
12. Конструкции газлифтных подъёмников.
13. Сущность компрессорного газлифта КГ.
14. Сущность бескомпрессорного газлифта БКГ.
15. Принципиальная схема КГ.
16. Принципиальная схема ГРМ.
17. Оборудование газлифтной скважины.
18. Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию.
19. Неполадки в работе газлифтных скважин.
20. Методы снижения пусковых давлений.
21. Предупреждение образования гидратов.
22. Область применения УШГН, преимущества и недостатки.
23. Принципиальная схема работы УШГН.
24. Подача ШСНУ; факторы, влияющие на подачу.
25. Коэффициенты подачи и наполнения насоса.
26. Факторы, снижающие подачу УШГН.
27. Влияние газового фактора на работу УШГН.
28. Методы борьбы с повышенным газосодержанием на приёме насоса.

29. Защитные приспособления на приёме УШГН.
30. Назначение диаграммы Адонина.
31. Технологическая схема, принцип работы УЭЦН.
32. Классификация установок ЭЦН по подаче, напору.
33. Условные обозначения, типоразмеры ЭЦН, рабочие характеристики.
34. Назначение методов увеличения производительности скважин. ГТМ.
35. Область применения ГРП, разновидности, сущность, цель.
36. Критерии выбора объекта для ГРП.
37. Технологические жидкости, закрепляющий материал для ГРП.
38. Техника и технология ГРП.
39. Область применения, разновидности кислотных обработок.
40. Критерии подбора скважин для КО.
41. Техника и технология КО.
42. Назначение и классификация подземных ремонтов.
43. Спуско-подъемные операции (СПО).
44. Инструменты и оборудование для СПО.
45. Обследование скважин.
46. Прямая, обратная, комбинированная, непрерывная промывки.
47. Ликвидация пробок желонками.
48. Оборудование скважины для проведения промывки.
49. Глушение скважин.
50. Жидкости глушения.
51. Выбор жидкости глушения.
52. Схема расстановки оборудования при глушении.
53. Виды КРС.
54. Расстановка оборудования при ремонте скважины с УЭЦН.
55. Расстановка оборудования при ремонте скважины с УШГН.
56. Охрана труда и охрана окружающей среды при ремонте скважин.
57. Технология смены трубного насоса.
58. Ремонт фонтанной и компрессорной скважин.
59. Особенности ремонта нагнетательных скважин.
60. Ловильные работы в эксплуатационных скважинах.
61. Технология проведения работ по извлечению штангового насоса.
62. Технология смены вставного насоса.
63. Технология смены УЭЦН.
64. Исправление повреждений в обсадных колоннах.
65. Крепление ПЗП.
66. Государственная система приборов.
67. Общие сведения об измерениях и измерительных приборах.
68. Измерения давления. Классификация приборов давления.
69. Методы и средства глубинных измерений. Скважинные манометры.
70. Характерные особенности автоматизации нефтегазодобывающих предприятий.

3. УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО КУРСА

3.1. Требования к минимальному материально-техническому обеспечению

Реализация профессионального модуля предполагает наличие учебного кабинета и учебного полигона.

Оборудование учебного кабинета и рабочих мест кабинета:

- посадочные места по количеству обучающихся;
- рабочее место преподавателя, оборудованное персональным компьютером с лицензионным или свободным программным обеспечением, соответствующим разделам программы и подключенным к сети Internet и средствами вывода звуковой информации;
- комплект учебно-наглядных пособий.

Технические средства обучения: мультимедиа-система для показа презентаций; экран; сканер; принтер.

3.2. Информационное обеспечение обучения

Перечень рекомендуемых учебных изданий, Интернет-ресурсов, дополнительной литературы

Базовая:

1. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин (МДК 01.02) Учебное пособие.- Ростов н/Д: Феникс, 2016. - 605 с.

Основная:

2. Покрепин Б.В. Оператор по добыче нефти и газа. - Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2011. – 448 с.

3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ». 2007.- 348 с.

Дополнительная:

1. Ишмурзин А.А., Мищенко И.Т. Энергосберегающие технологии добычи нефти из малодебитных наклонно-направленных скважин. Уфимский государственный нефтяной университет «Нефтегазовое дело» Уфа, 2008. - 356 с.

2. Зайцев С.А. Контрольно-измерительные приборы и инструменты.- М.: «Академия», 2008. - 464 с.

3. Ривкин П.Р. Техника и технология добычи и подготовки нефти на нефтепромыслах. Уфа: КИТАП.2007. - 325 с.

Интернет-ресурсы:

1. portal.tpu.ru

2. vseonefti.ru

3. window.edu.ru

4. www.dobi.oglib.ru
5. www.ngfr.ru
6. neft.academic.ru
7. www.borpak.ru
8. neftegaz.ru
9. www.geoaome.ru

4 ФОРМЫ КОНТРОЛЯ И ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО КУРСА «ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ» ПРИ ЗАОЧНОЙ ФОРМЕ ОБУЧЕНИЯ

Контроль и оценка результатов освоения МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений при заочной форме обучения осуществляется преподавателем в процессе проведения аудиторных занятий и практических работ, а также выполнения обучающимися индивидуальных и групповых заданий, контрольной работы.

Результаты обучения (освоенные умения, знания)	Формы и методы контроля и оценки результатов обучения
<p>уметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений; - проводить анализ процесса разработки месторождений; - использовать средства автоматизации технологических процессов добычи нефти и газа; - проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов; - использовать результаты исследования скважин и пластов; - разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин; - готовить скважину к эксплуатации; - устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль; - использовать экобиозащитную технику. 	<p>Текущий контроль в форме:</p> <ul style="list-style-type: none"> -экспертной оценки на практическом занятии; - защиты практических работ; - тестирования; - зачетов по разделам; - контрольных работ по темам МДК; -экспертной оценки результатов самостоятельной подготовки студентов. <p>-Зачеты по производственной практике и разделам профессионального модуля.</p> <p>-Экспертная оценка действия на практике, анализа (самоанализа) деятельности, решения конкретных ситуаций в период производственной практики.</p> <p>-Квалификационный экзамен по профессиональному модулю.</p> <p>-Защита курсового проекта.</p>

<p>знать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - технологию сбора и подготовки скважинной продукции; - нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов; - методы воздействия на пласт и призабойную зону; - способы добычи нефти; - проблемы в скважине: пескообразование, повреждение пласта, отложения парафинов, эмульгирование нефти в воде и коррозию; - особенности обеспечения безопасных условий труда в сфере профессиональной деятельности; - правовые, нормативные и организационные основы охраны труда в нефтегазодобывающей организации. 	<p>Для проверки знаний студентов используются следующие виды контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ вводный – тестирование, беседа, наблюдение; ▪ текущий – диагностические задания (индивидуальный и фронтальный опрос, решение задач, презентация на определенную тему, тестирование); ▪ рубежный - экспертная оценка результатов самостоятельной подготовки студентов; защита практических работ; зачет по разделам; индивидуальные консультации; ▪ итоговый – выполнение контрольной работы; дифференцированный зачет.
---	--

**МДК.01.02.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Методические указания и контрольные задания
для обучающихся 4 курса заочной формы обучения образовательных
учреждений среднего профессионального образования
специальности 21.02.01**

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Методические указания и контрольные задания
разработал преподаватель: Габдрахманова Амина Мунировна

Подписано к печати 24.11.2016 г.

Формат 60x84/16

Тираж

Объем 1,7 п.л.

Заказ

50 экз.

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования**

«Югорский государственный университет»

НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)

**федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования**

«Югорский государственный университет»

628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,

г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.