

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Ахметжанова Светлана Анатольевна

Должность: Директор

Дата подписания: 17.01.2024 08:26:00

Уникальный программный ключ

33776562b33ec21965de87af17e51638df85350

АПР-ПРО

Академия
профессионального
развития - ПРОФ

**Автономная некоммерческая организация
дополнительного профессионального
образования
«Академия профессионального развития-ПРОФ»**

Директор АНО ДПО «АПР-ПРОФ»



С.А. Ахметжанова
01 марта 2023г.

**ОСНОВНАЯ ПРОГРАММА ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ
ПО ПРОФЕССИИ РАБОЧЕГО
(256 час.)**

«Оператор по добыче нефти и газа»

г.Уфа

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	3
ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	4
УЧЕБНО-ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН	12
1. ПРОГРАММА ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ	13
2. ПРОГРАММА ПРАКТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ	21
Организационно-педагогические условия.....	24
Учебно-методическое обеспечение Программы.....	24
Материально-технические условия реализации программы	25
Порядок проведения оценки знаний	26
Приложение №1 Контрольно-измерительные материалы	27
Приложение №2 Календарный учебный график	66

АННОТАЦИЯ

Основная программа профессионального обучения по профессии рабочего «Оператор по добыче нефти и газа» разработана учебно-методическим отделом АНО ДПО «Академия профессионального развития-АПР» в соответствии с Федеральным законом от 29.12.2012 N 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», Приказом Минпросвещения РФ от 26.08.2020 N 438 "Об утверждении Порядка организации и осуществления образовательной деятельности по основным программам профессионального обучения" (Зарегистрировано в Минюсте России 11 сентября 2020 г. N 59784), в соответствии с профессиональным стандартом «Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденным приказом Минтруда России от 22 сентября 2020 г. №642н (Зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 20 октября 2020 года, регистрационный N 60475), с учетом требований Заказчика.

Нормативный срок освоения программы 256 часов при очной форме обучения, с применением дистанционных технологий.

Разработчик: Лукманов Р.М.
Ф.И.О. преподавателя

Рассмотрена и утверждена на заседании учебно-методического совета:
Протокол № А-03-23 от 01 марта 2023г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Цель реализации программы:

Целью реализации программы является формирование у слушателей профессиональных компетенций, необходимых для профессиональной деятельности, изучение устройства оборудования и технологии выполнения работ, приобретение знаний, умений и навыков безопасного выполнения работ в объеме требований к квалификации "Оператор по добыче нефти и газа". Приобретение теоретических знаний и практического навыка выполнения работ повышенной опасности по смежной профессии.

Основная цель вида профессиональной деятельности:

Обеспечение добычи нефти, газа и газового конденсата (далее - углеводородное сырье).

Отнесение к видам экономической деятельности:

Добыча нефти, газа и газового конденсата

Требования к образованию и обучению.

Профессиональное обучение - программы профессиональной подготовки по профессиям рабочих, программы переподготовки рабочих, программы повышения квалификации рабочих

Трудоемкость обучения

Нормативная трудоемкость обучения по данной программе составляет 256 часов.

Форма обучения

Форма обучения – очная, с применением дистанционных технологий.

Планируемые результаты освоения программы

К концу обучения каждый рабочий должен уметь выполнять работы, предусмотренные квалификационной характеристикой, в соответствии с техническими условиями и нормами, установленными на предприятии по данной профессии и квалификации.

Оператор по добыче нефти и газа должен знать:

- назначение, правила эксплуатации и обслуживания наземного оборудования скважин и установок, применяемого инструмента и приспособлений, контрольно-измерительных приборов;
- технологический процесс добычи, сбора транспортировки нефти, газа, газового конденсата, закачки и отбора газа;
- схему сбора и транспортировке нефти, газа и газового конденсата на обслуживаемом участке;
- устройство обслуживаемых контрольно-измерительных приборов, аппаратуры, средств автоматики и телемеханики;
- назначение, правила обслуживания наземного оборудования скважин, применяемого инструмента, приспособлений, контрольно-измерительных приборов;
- химические свойства применяемых реагентов;
- принцип действия, устройство и правила применения индивидуальных средств защиты;
- правила пользования средствами индивидуальной защиты;
- требования, предъявляемые к качеству выполняемых работ;
- виды брака и способы его предупреждения и устранения;
- правила экономного расходования материалов и инструмента;
- мероприятия по охране окружающей среды, проводимые на данном предприятии;

- производственную, должностную инструкцию, правила безопасности труда, производственной санитарии, противопожарные правила и правила внутреннего распорядка;
- требования по рациональной организации труда на рабочем месте.
- основы экономики труда и производства.

Оператор по добыче нефти и газа должен уметь:

- вести технологический процесс при всех способах добычи нефти, газа, газового конденсата, осуществлять обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования и механизмов под руководством оператора более высокой квалификации;
- осуществлять работы по поддержанию заданного режима работы скважин, установок комплексной подготовки газа, групповых замерных установок, дожимных насосных и компрессорных станций, станций подземного хранения газа и в других работах, связанных с технологией добычи нефти, газа, газового конденсата и подземного хранения газа;
- производить разработку, ремонт и сборку отдельных узлов и механизмов, нефтепромыслового оборудования и аппаратуры средней сложности;
- очищать насосно-компрессорные трубы в скважине от парафина и смол механическими и автоматическими скребками и с использованием реагентов, растворителей, горячей нефти и пара;
- обрабатывать паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидные линии; замерять дебит скважин на автоматизированной групповой замерной установке;
- расшифровывать показания приборов контроля и автоматики; предоставлять информацию руководителю работ и оператору о всех замеченных неполадках в работе скважин и другого нефтепромыслового оборудования; производить техническое обслуживание коммуникаций газлифтных скважин (газоманифольдов, газосепараторов, теплообменников);
- снимать показания приборов, измеряющих параметры работы газопровода, расчет расхода газа и жидкости, ведение режимных листов работы УКПГ, цеха;
- участвовать в осуществлении и поддержании заданного режима работ скважин, групповых замерных установок, дожимных насосных, компрессорных станций, и в других работах, связанных с технологией добычи нефти, газа, газового конденсата различными способами эксплуатации;
- участвовать в работах по обслуживанию и текущему ремонту нефтепромыслового оборудования, установок и трубопроводов;
- производить снятие показаний контрольно-измерительных приборов;
- производить отбор проб для проведения анализа;
- участвовать в работах по исследованию скважин, в замерах нефти и воды через узлы учета ДНС, ГЗУ;
- подготавливать к работе и убирать рабочее место, принимать и сдавать смену, оборудование, инструмент, приспособления;
- вести установленную техническую документацию;
- соблюдать требования правил и норм по охране труда, производственной санитарии и противопожарной безопасности и внутреннего распорядка;
- экономно и рационально использовать сырьевые, энергетические и материальные ресурсы;
- соблюдать правила безопасности труда, внутреннего распорядка, пользоваться средствами предупреждения и тушения пожаров на своем рабочем месте, участке;

- соблюдать требования по охране окружающей среды;
- оказывать первую помощь пострадавшим при несчастных случаях.

Профессиональный стандарт ” Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата ”
Трудовая функция

Трудовые действия	Подбор инструмента для работы на оборудовании
	Отбраковка непригодного инструмента и материалов
	Подготовка инструментов и материалов к работе по обслуживанию нефтепромыслового оборудования
	Техническое обслуживание устьевого оборудования скважины, обвязки, нефтепромысловых трубопроводов и запорной арматуры
	Определение неисправности устьевого оборудования скважины, обвязки, сборных трубопроводов и запорной арматуры
	Подача заявок на ремонт или замену неисправного устьевого оборудования скважины, обвязки, сборных трубопроводов и трубопроводной арматуры
	Контроль ремонта и замены устьевого оборудования скважины, обвязки, сборных трубопроводов и запорной арматуры
	Техническое обслуживание фонтанной скважины
	Контроль параметров работы фонтанной скважины
	Определение неисправностей (наземного оборудования) фонтанной скважины
	Определение отклонений от технологического режима фонтанной скважины
	Запуск и остановка фонтанной скважины
	Запуск и вывод на режим фонтанной скважины после текущего и капитального ремонта (вызов притока)
	Опрессовка устьевого оборудования газлифтных скважин на максимальное рабочее давление
	Предупреждение, ликвидация гидратных пробок
	Регулирование параметров работы компрессорных станций
	Техническое обслуживание скважины, механизированной добычи с погружным приводом насосов
	Контроль параметров работы скважины механизированной добычи с погружным приводом насосов
	Определение неисправностей наземного оборудования скважины механизированной добычи с погружным приводом насосов
	Определение отклонений от технологического режима погружного оборудования скважины механизированной добычи с погружным приводом насосов
	Запуск и остановка скважины механизированной добычи с погружным приводом насосов
	Запуск и вывод на режим скважины механизированной добычи с погружным приводом насосов после текущего или капитального ремонта (вызов притока)
	Регулирование технологических параметров работы скважины (погружной установки)
	Очистка лифта и выкидных линий от АСПО
	Техническое обслуживание скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
	Контроль параметров работы установки механизированной добычи с наземными приводами насосов

	Определение неисправности наземного оборудования скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
	Определение отклонения от технологического режима погружного оборудования скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
	Запуск и остановка скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
	Запуск и вывод на режим скважин механизированной добычи с наземным приводом насосов после текущего или капитального ремонта
	Регулирование технологических параметров работы скважины
	Очистка лифта и выкидных линий тепловым методом
	Промывка насоса от механических примесей
	Поддержание заданного режима работы групповых замерных установок
	Проведение подготовительных работ перед замером дебита скважины
	Выявление и устранение неисправности оборудования учета количества и качества добываемых флюидов при внешнем осмотре
	Замер дебита скважины
	Расчет суточного дебита скважины и оформление технической документации
	Проведение работ со спецтехникой
	Проведение огневых и газоопасных работ
	Проведение работ внутри емкостей и в колодцах
	Проведение работ по ликвидации и локализации аварий
	Контроль параметров работы реагентного хозяйства
	Закачка химреагентов в скважины при различных способах добычи
	Закачка химреагентов в систему сбора продукции
	Остановка скважины перед ремонтом
	Подготовка прискважинной территории к ремонту скважины
	Подготовка устья скважины
	Передача скважины в ремонт
	Вывод скважины на режим после текущего или капитального ремонта
	Выдача заданий операторам более низкой квалификации с учетом текущих задач по ведению технологического процесса и по производственной необходимости
	Планирование работы и постановка производственных задач операторам, контроль их выполнения
	Отработка с подчиненным персоналом действий по плану ликвидации аварий
	Демонстрация безопасных приемов при выполнении производственных операций персоналу, стажерам и практикантам и контроль их выполнения
	Контроль правильности выполнения производственных операций персоналом, стажерами и практикантами
Необходимые умения	Подбирать необходимый инструмент и материалы к определенной работе
	Применять безопасные приемы работы с инструментом
	Читать технологическую схему сбора и транспортировки жидкости

Производить техническое обслуживание запорной арматуры и сборного трубопровода
Выявлять неисправности запорной арматуры и трубопроводов
Производить замену прокладки во фланцевых соединениях
Производить установку и снятие заглушек, штуцеров
Производить замену сальников запорной арматуры
Применять безопасные приемы работы
Выявлять и устранять неисправности фонтанной скважины
Производить установку и замену штуцера
Определять отклонения от технологического режима фонтанной скважины
Производить запуск и остановку фонтанной скважины
Производить работы по очистке лифта насосно-компрессорных труб (НКТ) от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) механическим способом (с помощью скребка)
Производить работы по очистке лифта НКТ, сборных трубопроводов от АСПО тепловым методом (с помощью агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), паропередвижной установки (ППУ))
Производить запуск и вывод на режим фонтанной скважины после текущего и капитального ремонтов (вызов притока)
Оформлять соответствующую эксплуатационную документацию
Применять безопасные приемы работы
Проводить опрессовку устьевого оборудования газлифтных скважин
Осуществлять закачку ингибиторов гидратообразования
Производить работы по очистке лифта НКТ, сборных трубопроводов от АСПО тепловым методом (с помощью АДПМ, ППУ)
Осуществлять продувку газовых скважин
Соблюдать требования охраны труда при проведении работ
Выявлять и устранять неисправности наземного оборудования скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов при внешнем осмотре
Определять отклонение от технологического режима погружного оборудования скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
Производить запуск и остановку скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
Производить работы по очистке лифта НКТ и выкидных линий от АСПО тепловым методом (с помощью АДПМ, ППУ)
Производить смену и натяжку клиновидных ремней на станке-качалке
Сменять сальниковые манжеты устьевого оборудования при механизированной добыче с наземными приводами насосов
Производить вывод скважины на режим насосом с наземным приводом после текущего или капитального ремонта
Осуществлять промывку насоса от механических примесей
Снимать динамограмму скважин, оборудованных установками скважинных штанговых насосов (УСШН)
Оформлять соответствующую техническую документацию

	Выявлять и устранять неисправности оборудования учета количества и качества добываемых флюидов при внешнем осмотре
	Производить проверку работоспособности предохранительного устройства замерного сепаратора
	Производить ручной замер дебита скважин
	Производить опорожнение и разрядку замерного сепаратора и технологических трубопроводов автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)
	Производить подготовку сепаратора оборудования учета количества и качества добываемых флюидов к ремонту, диагностике и испытаниям
	Производить замену предохранительного клапана замерного сепаратора
	Применять безопасные приемы работы внутри емкостей и колодцев
	Применять безопасные приемы при ведении газоопасных и огневых работ
	Применять безопасные приемы при работе со спецтехникой
	Устанавливать площадку для обслуживания устья скважины
	Устанавливать на фонтанную арматуру лубрикатор, производить его опрессовку
	Оформлять соответствующую техническую документацию
	Контролировать параметры работы реагентного хозяйства
	Контролировать закачку химреагентов в системы сбора продукции
	Устанавливать и менять режим работы дозирующего насоса
	Производить регулировку подачи дозирующего насоса и контроль расхода химреагента
	Подготавливать устье и территорию скважины к проведению текущего или капитального ремонта
	Контролировать процесс глушения скважины
	Оформлять соответствующую техническую документацию
	Производить сдачу-приемку скважины в ремонт
	Выводить скважины на режим
	Расставлять операторов по рабочим местам в соответствии с производственными условиями
	Формулировать производственные задачи подчиненным с учетом производственной ситуации и планов работ
	Осуществлять функции наставника
	Безопасно выполнять операции в соответствии с технологическими картами на выполнение операций
Необходимые знания	Технические требования к содержанию инструмента
	Критерии отбраковки инструмента
	Требования охраны труда при проведении работ
	Технологическая схема сбора и транспортировки жидкости
	Условные обозначения, применяемые на технологических схемах
	Типовые схемы обвязки устьевого оборудования
	Типовые схемы оборудования устья скважины
	Правила эксплуатации устьевого оборудования скважины, обвязки, сборных трубопроводов и запорной арматуры

Устройство, основные типоразмеры и назначение устьевой арматуры и ее элементов
Устройство, основные типоразмеры и назначение запорной арматуры
Характеристики трубопроводов
Требования охраны труда при проведении работ
Технологические параметры режима работы фонтанной скважины
Назначение, устройство и принцип работы фонтанной скважины
Инструкция (регламент) по выводу на режим фонтанной скважины
Инструкция (регламент) по эксплуатации фонтанной скважины
Инструкция (регламент) по ремонту фонтанной скважины
Требования охраны труда при проведении работ
Технологические схемы газораспределения и обвязки устья скважин при газлифте
Правила опрессовки технологического оборудования и трубопроводов
Состав и свойства, а также технологии применения ингибиторов гидратообразования
Параметры работы компрессорных станций
Технологические параметры режима работы насосов с наземным приводом
Назначение, устройство, принцип работы основных узлов и механизмов, входящих в состав наземного и подземного оборудования скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
Инструкции (регламенты) по выводу на режим скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
Инструкции по эксплуатации скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов
Инструкции по ремонту скважин механизированной добычи с наземными приводами насосов
Назначение, устройство и принцип действия автоматической групповой замерной установки и ее элементов
Технологический регламент на проведение замера в оборудовании учета количества и качества добываемых флюидов
Требования к сосудам, работающим под давлением
Назначение, устройство и принцип действия спецтехники
План ликвидации аварий
Инструкция по безопасному ведению огневых и газоопасных работ
Инструкция по безопасному ведению работ на высоте
Сведения об основных химреагентах, применяемых при добыче
Нормативы применения химреагентов
Назначение, способы и технология процесса глушения скважины
Признаки окончания глушения
Режимы работы скважин
Инструкция по ремонту скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), установками скважинных штанговых насосов (УСШН), установками винтовых штанговых насосов (УВШН), газлифтом
Функции и обязанности оператора низкой квалификации
Основы планового и оперативного руководства в коллективе

Основы организации эффективного взаимодействия и деловых коммуникаций в коллективе
Технологические карты безопасного выполнения работ
Должностные инструкции и квалификационные требования операторов более низкой квалификации
Функции и обязанности оператора более низкой квалификации
Принципы производственного наставничества

По окончании обучения квалификационная комиссия принимает экзамены в форме итогового тестирования. Всем сдавшим экзамен выдаются свидетельство о присвоении квалификации (профессии) установленного образца.

УЧЕБНО-ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН
основной программы профессионального обучения по профессии рабочего

«Оператор по добыче нефти и газа»

№ п/п	Наименование тем, разделов	Всего часов	В том числе		Форма контроля
			Лекции	Практические занятия	
1.	ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБУЧЕНИЕ				
1.1.	Введение	1	1	-	Текущий контроль
1.2.	Основы экономических знаний	1	1		Текущий контроль
1.3.	Охрана труда	20	20	-	Текущий контроль
1.4.	Промышленная безопасность	2	2	-	Текущий контроль
1.5	Общетехнический курс	24	24	-	
1.5.1.	Черчение	4	4	-	Текущий контроль
1.5.2.	Электротехника и электроника	4	4	-	Текущий контроль
1.5.3.	Техническая механика	4	4	-	Текущий контроль
1.5.4.	Материаловедение	4	4	-	Текущий контроль
1.5.5	Слесарное дело	8	8	-	Текущий контроль
1.6	Специальная технология	72	72		
1.6.1.	Введение	2	2	-	Текущий контроль
1.6.2.	Нефтегазопромысловая геология	6	6	-	Текущий контроль
1.6.3.	Технологический процесс добычи, сбора, транспортировки нефти, газа, газового конденсата, закачки и отбора газа	16	16	-	Текущий контроль
1.6.4.	Регулирование режима работы скважин и технологических установок нефти и газа	16	16	-	Текущий контроль
1.6.5.	Назначение, эксплуатация, обслуживание и ремонт наземного оборудования скважин и установок и трубопроводов	8	8	-	Текущий контроль
1.6.6.	Контрольно-измерительные приборы, средства автоматики и телемеханики	8	8	-	Текущий контроль
1.6.7.	Очистка насосно-компрессорных труб в скважинах от парафина и смол, обработка паром оборудования и выкидных линий	8	8	-	Текущий контроль
1.6.8.	Требования безопасности, пожарная безопасность, электробезопасность	8	8	-	Текущий контроль
	Всего теоретического обучения:	120	120	-	
2.	ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ПРАКТИКА				
2.1.	Вводное занятие. Инструктаж по безопасности труда.	8	-	8	
2.2.	Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов, простого нефтепромыслового оборудования и аппаратуры	16	-	16	
2.3.	Изучение схемы сбора и транспортировки нефти, газа и газового конденсата на обслуживаемом участке	8	-	8	
2.4.	Обучение обслуживанию, монтажу, демонтажу оборудования и механизмов	16	-	16	
2.5.	Обучение работам по очистке НКТ в скважине от парафина и смол, обработке паром скважинного и наземного оборудования и выкидных линий	16	-	16	
2.6.	Обучение проведению замера дебита скважин на автоматизированной замерной установке	8	-	8	
2.7.	Самостоятельное выполнение работ оператора по добыче нефти и газа	40	-	40	
	Квалификационная пробная работа.	8	-	8	Зачет
	Всего производственного обучения:	120	-	120	
	Консультация	8	8	-	
	Квалификационный экзамен	8	-	8	Тестирование
	ИТОГО:	256	128	128	

1. ПРОГРАММА ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ

Тема 1.1. Введение

Введение в специальность. Квалификационная характеристика.

Тема 1.2. Основы экономических знаний

Процесс труда. Производительные силы и экономические отношения. Понятие труда, предмет труда, сырьё, средства труда, рабочая сила. Взаимодействие между рабочей силой и средствами производств. Организационно-экономические отношения. Социально-экономические отношения. Собственность. Экономические законы и экономические категории. Основы теории рыночной экономики. Виды собственности и формы хозяйствования. Товар, его свойства и функциональная форма. Формирование стоимости товара и услуг. Деньги – развитая форма товарных отношений. Функция денег. Функции рынка. Элементы рыночной экономики. Формирование рыночного механизма. Структура, виды рынка. Модели рыночной экономики. Рыночная конкуренция. Монопольные цены.

Тема 1.3 Охраны труда

Процесс труда. Производительные силы и экономические отношения. Понятие труда, предмет труда, сырьё, средства труда, рабочая сила. Взаимодействие между рабочей силой и средствами производств. Основные понятия и задачи охраны труда. Принципы обеспечения охраны труда как системы мероприятий. Правовые основы охраны труда. Государственное регулирование в сфере охраны труда. Обязанности и ответственность работников по соблюдению требований охраны труда и трудового распорядка. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. Социальное партнерство. Организация обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций. Основы профилактики профессиональной заболеваемости. Основные требования по расследованию и учету несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Возмещение вреда, причиненного повреждению здоровья. Возмещение вреда, причиненного повреждению здоровья. Обеспечение средствами защиты от действия опасных и вредных производственных факторов. Классификация опасных и вредных производственных факторов, действие на организм человека, ПДУ, ПДН, ПДК, классы условий труда. Средства коллективной и индивидуальной защиты. Классификация, назначение. Порядок обеспечения, применения, содержания в исправном состоянии.

Тема 1.4. Промышленная безопасность

Российское законодательство в области промышленной и экологической безопасности и в смежных отраслях права. Правовые, экономические и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов. Конституция Российской Федерации, Федеральные законы «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Об охране окружающей среды». Регистрация опасных производственных объектов. Нормативные документы по регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре. Критерии отнесения объектов к области опасных производственных объектов. Требования к организациям, эксплуатирующим опасные производственные объекты, в части регистрации объектов в государственном реестре. Идентификация опасных производственных объектов для их регулирования в государственном реестре. Требования к регистрации объектов. Обязанности организаций в обеспечении промышленной безопасности. Ответственность за нарушение законодательства в области промышленной безопасности. Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Порядок расследования причин аварии и несчастных случаев на опасных производственных объектах. Порядок представления, регистрации и анализа информации об авариях, несчастных случаях,

инцидентах и утратах взрывных материалов. Обобщение причин аварий и несчастных случаев. Правовые основы технического расследования причин аварии на опасных производственных объектах. Нормативные документы, регламентирующие порядок расследования причин аварий и несчастных случаев на производственных объектах. Порядок проведения технического расследования причин аварии и оформления акта технического расследования причин аварии. Оформление документов по расходованию средств, связанных с учетом органов Ростехнадзора в техническом расследовании причин аварии на опасных производственных объектах. Порядок расследования и учета несчастных случаев на опасных производственных объектах. Порядок подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Ростехнадзору. Нормативные правовые акты, регулирующие вопросы подготовки и аттестации по промышленной безопасности. Проведение подготовки по промышленной безопасности работников опасных производственных объектов. Организация проведения аттестации, аттестация и проверка знаний работников опасных производственных объектов. Аттестация и проверка знаний в организациях. Аттестация и проверка знаний в аттестационных комиссиях Ростехнадзора. Оформление результатов аттестации в конкретной области надзора.

1.5. Общетехнический курс

Тема 1.5.1. Черчение

Понятие о чертеже и рисунке. Преимущества чертежей. Значение чертежей в технике. Понятие о построении и чтении чертежей. Расположение проекции на чертеже. Линии чертежа. Масштаб. Нанесение размеров, надписей, условных обозначений на чертежах. Сечения, разрезы, линии обрыва и их обозначение. Рабочий чертеж. Последовательность в чтении чертежей. Понятие об эскизе. Порядок выполнения эскиза. Схемы, их назначение. Электрические, гидравлические, пневматические принципиальные схемы. Технологические схемы. Условные обозначения на схемах. Последовательность чтения схем. Чтение простейших схем устройств автоматического регулирования технологического процесса.

Тема 1.5.2. Электротехника и электроника

Схемы электрических цепей постоянного тока с последовательным, параллельным и смешанным соединением потребителей и источников электроэнергии. Закон Ома. Работа и мощность электрического тока. Тепловое действие тока. Использование теплового действия тока в технике. Переменный электрический ток и цепи переменного тока. Трехфазная система переменного тока. Симметричная трехфазная система. Включение нагрузки в трехфазную сеть. Виды трансформаторов. Мощность и КПД трансформатора. Синхронные и асинхронные двигатели. Преобразование переменного тока в постоянный. Аппаратура управления и защиты.

Тема 1.5.3. Техническая механика

Взаимозаменяемость деталей и узлов при ремонте оборудования. Последствия нарушения взаимозаменяемости. Неполная взаимозаменяемость. Чем обеспечивается взаимозаменяемость. Геометрические параметры взаимозаменяемости. Охватывающая поверхность детали. Охватываемая поверхность детали. Посадка. Зазор. Натяг. Номинальный размер. Наибольший и наименьший предельный размер. Номинальный размер соединения. Отклонение. Верхнее и нижнее предельное отклонение, Допуск. Поле допуска. Нулевая линия. Посадки с зазором. Скользящие посадки. Посадки с натягом. Переходные посадки. Наибольший и наименьший зазор. Допуск посадки. Классы точности. Система отверстия. Система вала. Графическое изображение допусков. Группы посадок. Допуски и посадки гладких соединений. Три основные части соединений с номинальными размерами. Допуски для неотчетливых несопрягаемых поверхностей. Таблица допусков и посадок. Посадки с натягом, переходные посадки, посадки с

зазором. Работа с таблицами допусков. Нормальные углы и допуски на угловые размеры. Единицы измерения углов. Радиана. Градус, минута, секунда. Промилле. Величина конусности. Выбор размеров углов по таблице. Допуски на угловые размеры в угловых и линейных величинах. Схема расположения допускаемых отклонений. Поля допусков на размеры углов. Отклонения размеров углов.

Тема 1.5.4. Материаловедение

Общие сведения о материалах и их свойствах. Органические и неорганические материалы. Физические свойства материалов: плотность, пористость, гигроскопичность, водопоглощение, водопроницаемость, теплопроводность, огнестойкость, морозостойкость и др. Механические свойства материалов: прочность и предел прочности, текучесть, предел текучести, упругость, выносливость, хрупкость, пластичность, износостойкость и др. Черные и цветные металлы. Понятие о сплавах. Металлы и их применение. Основные свойства металлов. Физические свойства металлов: плотность, теплопроводность, электропроводность, тепловое расширение и др. Химические свойства металлов. Способность металлов подвергаться химическим воздействиям. Разъедаемость металлов кислотами и щелочами. Антикоррозийная характеристика различных металлов. Механические свойства металлов и способы их определения: пределы прочности и текучести, упругость, выносливость, хрупкость, пластичность, относительное удлинение, ударная вязкость. Усталость металлов. Сталь, классификация сталей. Характеристика сталей, применяемых для изготовления деталей нефтепромыслового оборудования. Назначение и сущность термической обработки стали. Чугун, изделия из чугуна. Виды чугунов. Основные сведения о цветных металлах, сплавах и их свойствах. Применение цветных металлов в отрасли. Неметаллические материалы. Резинотехнические материалы, их свойства и область применения. Прокладочные, набивочные и уплотнительные материалы, их свойства и область применения. Материалы, применяемые для набивки сальников. Выбор их в зависимости от среды, давления и температуры. Хранение резинотехнических, уплотнительных и прокладочных материалов. Фрикционные материалы. Теплоизоляционные материалы. Обтирочные и абразивные материалы. Защитные материалы (лаки, краски, битум). Кислоты и щелочи, их свойства, область применения и правила обращения с ними. Виды топлива, смазок и охлаждения. Горюче-смазочные и антикоррозийные материалы. Правила хранения жидкого топлива. Смазочные масла. Виды масел, применяемые для работы и смазки оборудования и механизмов.

Тема 1.5.5. Слесарное дело

Виды слесарных работ. Область применения слесарного труда. Слесарный и измерительный инструмент. Назначение инструментов и приспособлений, требования и правила подбора инструмента в зависимости от предстоящей работы. Верстак, тиски, прижимы. Их назначение, устройство и правила работы с ними. Разметка деталей. Назначение и порядок разметки: применяемые инструменты, приспособления и материалы; их виды, назначение, устройство. Последовательность выполнения разметки. Рубка металла. Назначение и применение рубки. Применяемые инструменты и приспособления, их конструкция, размеры, углы заточки в зависимости от обрабатываемых материалов. Виды и способы рубки. Рубка механизированными инструментами. Заправка и заточка инструмента. Правка и гибка металлов. Способы правки и гибки листовой и сортовой стали, круглого материала и труб. Схемы гибки. Способы правки концов труб и сортовой стали (уголка). Резание металла и труб. Устройство инструментов, приспособлений и механизмов, применяемых при резке. Способы резки материалов. Общие сведения о газовой резке, обработка кромок после газовой резки и сварки. Организация рабочего места и правила безопасной работы при резании металла и труб. Опиливание. Назначение и применение. Способы опиления различных поверхностей. Инструмент и приспособления для

слесарного опиливания металла. Напильники, их виды, формы и размеры, назначение каждого. Правила обращения и уход за ними. Сверление, развертывание и нарезание резьбы. Сверление ручное и механическое. Инструменты, применяемые при сверлении. Дрели ручные и электрические. Сверла, их виды и заточка. Сверление сквозное, глухое и под резьбу. Углы заточки сверл в зависимости от обрабатываемых материалов. Скорость и величина подачи сверла. Развертывание, его назначение. Развертки, их разновидности, конструкции и работа с ними. Зенкование. Его назначение, виды и применение. Нарезание резьбы. Резьба трубная и метрическая. Основные элементы резьбы. Инструмент для нарезания наружной и внутренней метрической резьбы: метчики и плашки. Приемы нарезания резьбы на болтах и гайках. Понятие о резьбонакатывании. Притирка, ее назначение. Основные способы притирки. Проверка качества притирки деталей. Сборка стальных труб. Виды соединений: разъемные и неразъемные. Инструмент и приспособления для соединения труб на резьбе. Правила и приемы соединения и разъединения труб на резьбе, последовательность операций. Уплотнительный материал, применяемый для резьбовых и фланцевых соединений. Правила изготовления и установки прокладок между фланцами.

1.6. Специальная технология

Тема 1.6.1. Введение

Учебно-воспитательные задачи и структура курса. Задачи топливно-энергетической отрасли. Значение отрасли для развития экономики России. Увеличение доли нефти и газа в топливном балансе страны. Значение нефтепромышленного дела и его роль в единой системе сбора углеводородных продуктов. Новое в технике и технологии добычи нефти и газа. Основные объекты нефтегазодобывающего предприятия, функциональная взаимосвязь, организационная структура и подразделения. Научно-технический прогресс в отрасли, его приоритетные направления. Роль профессионального мастерства рабочего в обеспечении высокого качества выполняемых работ. Трудовая и технологическая дисциплина. Ознакомление с квалификационной характеристикой, программой обучения по профессии и структурой курса.

Тема 1.6.2. Нефтегазопромысловая геология

Горные породы и минералы. Образование и классификация горных пород по происхождению. Физико-механические свойства горных пород: плотность, пористость (абсолютная и эффективная), проницаемость, объемная масса, гранулометрический (механический) состав, удельная поверхность, прочность, твердость, сжимаемость, упругость, пластичность, ползучесть, предел усталости, абразивность. Краткая характеристика осадочных горных пород. Обломочные породы. Глинистые породы. Виды пластовых флюидов. Состав и основные физико-химические свойства природных углеводородов (нефть, газ, газовый конденсат). Основные теории происхождения нефти и газа. Процессы первичной и вторичной миграции углеводородов. Вмещающие породы (коллектора) углеводородов. Основные характеристики пород-коллекторов. Залежи и месторождения углеводородов. Основные типы ловушек углеводорода. Строение сводовой и массивной залежей углеводородов. Геологический профиль месторождения. Структурная карта. Геологический разрез скважины. Стратиграфическая характеристика разреза. Глубина залегания и толщина стратиграфических подразделений, азимут и углы падения пластов. Литологическая характеристика разреза. Название, относительное содержания, описание и строение горных пород по стратиграфическим подразделениям. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Промысловая классификация пород по твердости и абразивности. Глинистость, карбонатность, соленость пород. Температура и давление в скважине. Геотермический градиент и геотермическая ступень. Геостатическое (горное) давление. Градиент геостатического давления. Поровое давление. Пластовое давление. Градиент порового (пластового) давления. Статические и динамические уровни. Забойное давление. Взаимодействие

скважин. Условия притока к забою. Понятия о режимах работы продуктивных нефтегазоносных пластов. Режимы работы нефтяных пластов. Схемы размещения скважин, сетка разработки. Допускаемый отбор жидкости из пласта. Системы разработки нефтяных месторождений. Геологические, технические и экономические факторы, влияющие на выбор системы разработки и размещения скважин. Основные принципы разработки нефтяных и газовых месторождений. Цель и методы исследования скважин Виды исследований: определение глубины забоя, уровня жидкости, пластового давления, температуры, кривизны скважины, наличия песчаных и цементных пробок, состояния фильтра, глубины спущенных труб, положения оборванных штанг или труб в скважине и других параметров. Понятие о методах повышения нефтеотдачи пластов. Методы воздействия на пласт для поддержания пластового давления: внутриконтурное и законтурное заводнение, тепловые методы (закачка пара, внутрипластовое влажное горение и т.д.). Форсированный отбор жидкости. Производительность нефтяных и газовых скважин. Основные понятия и термины: дебит скважин; обводненность продукции скважины; газовый фактор; пластовое давление; давление на контуре питания, депрессия давления; давление насыщения нефти газом; устьевое давление; затрубное давление; статический уровень; динамический уровень, единицы измерения

Тема 1.6.3. Технологический процесс добычи, сбора, транспортировки нефти и газа

Понятие о технике и технологии добычи нефти и газа. Способы эксплуатации нефтяных скважин. Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин. Принцип работы фонтанных подъемников. Подъемные (фонтанные) трубы, их назначение. Типовые схемы арматуры для нефтяных и газовых скважин. Технические характеристики фонтанной арматуры. Компрессорная эксплуатация. Устройство и принцип действия газлифта и эрлифта. Устьевая арматура компрессорных скважин. Внутрискважинное оборудование газлифтных скважин. Оборудование фонтанно-компрессорных скважин. Типовые схемы устьевой арматуры, способы ее установки на устье скважины. Глубинно-насосная эксплуатация скважин. Эксплуатация скважин при помощи штанговых глубинных насосов (ШГН) с приводом от станка-качалки. Оборудование глубинно-насосных скважин, схема ШГН. Герметизация устья и регулирования отбора нефти в период фонтанирования при эксплуатации ШГН. Подземная часть насосной установки. Насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги. Выбор диаметра труб и штанг. Скважинные насосы: вставные и невставные. Типы насосов, устройство и принцип действия. Защитные приспособления: фильтры, газовые якоря, газопесочные якоря, скребки-завихрители, центраторы и др. Устройство и принцип действия этих приспособлений. Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами. Погружные центробежные электронасосы. Установки погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН). Подземное оборудование: погружной насос (ЭЦН), электродвигатель (ПЭД), кабель, направляющий ролик для электрического кабеля. Диафрагменные электронасосы. Устройство, техническая характеристика и принцип действия насосов и электродвигателя. Нагнетательные скважины. Внутрискважинное и наземное оборудование. Способы регулирования нагнетательного агента. Понятие о совместно-раздельной эксплуатации скважин. Внутрипромысловый сбор нефти и газа. Понятие о системе сбора и подготовки нефти, газа и воды на нефтегазовых месторождениях. Влияние воды и солей на переработку нефти. Основные схемы сбора нефти и газа. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды. Внутрипромысловый транспорт продукции от скважины до пункта сбора. Технологические схемы сбора и транспортирования нефти и газа. Процессы подготовки нефти к транспортировке и переработке. Последовательность процесса подготовки нефти, комплексная подготовка нефти. Виды установок подготовки нефти. Понятие об установках комплексной подготовки нефти. Понятие об унифицированных технологических схемах подготовки нефти, газа и воды. Сепарация нефти от попутного газа, подготовка и транспорт газа. Нефтегазовые сепараторы,

сепараторы с предварительным сбросом воды, концевые сепарационные установки. Блочное оборудование установок подготовки нефти, преимущества его внедрения. Автоматизированные блочные индивидуальные и групповые установки замера дебита скважин. Объекты сбора и транспорта нефти, их назначение. Дожимные насосные станции (ДНС), комплексные сборные пункты (КСП). Основное оборудование, применяемое на объектах сбора и транспорта нефти: насосы, компрессоры, отстойники, сепараторы и т.д. Основные требования к качеству подготовленной товарной нефти, газа и воды. Цель и организация проведения лабораторного контроля. Приборы, приспособления и инструменты для отбора проб жидкости из скважины. График отбора проб.

Тема 1.6.4. Регулирование режима работы скважин и технологических установок нефти и газа

Режимы работы скважин - ручной и автоматический; непрерывный и периодический. Управление двигателем станка-качалки в ручном и автоматическом режимах. Станция управления типа СУС-01М с блоком электронным типа БЭ-01 для работы в автоматическом режиме. Управление станком-качалкой при механизированной добыче нефти глубинными штанговыми насосами при непрерывном и периодическом режимах. Блоки управления типа БУС-4 и БУС-5. Регулирование и управление работы установок ЭЦН. Станции управления для двигателей УЭЦН. Регулирование режима фонтанной скважины в процессе эксплуатации. Регулирование режимов работы установок погружных винтовых и диафрагменных электронасосов. Регулирование режимов работы установок плунжерного газлифта. Регулирование работы по давлению и по времени. Регулирование режимов с помощью контроллеров временных циклов (КВЦ) и регулирующим клапаном с мембранно-исполнительным механизмом установок плунжерного газлифта типа НТ-101 и НТ-201. Правила обслуживания и регулирование работы насосов и компрессоров. Пуск и остановка насосов и компрессоров. Регулирование подачи нефти в зависимости от заданного режима работы установок. Регулирование производительности насоса. Визуальный автоматический контроль параметров работы насоса. Выявление возникших неисправностей или отклонений от нормы в работе насоса и способы их устранения. Регулирование режимов работы дозирующих устройств при подаче деэмульгаторов. Регулирование режимов работы технологических трубопроводов и технологических установок. Технологические схемы расположения трубопроводов, запорной и предохранительной арматуры. Регулирование режимов работы запорной арматуры, установленной на установках, с помощью пневмо-, гидро- и электроприводных механизмов (устройств). Регулирование оборудования и режимов работы установок комплексной подготовки газа, групповых замерных установок, дожимных насосных и компрессорных станций, станций подземного хранения газа. Поддержание теплового режима процесса нагревательных печей и нагревательных блоков. Наблюдение за давлением и уровнями в аппаратах. Участие в работе по пуску и остановке установок. Режимы работы по приему, хранению и отпуску нефти, замеру уровня жидкости, отбору проб из резервуаров. Регулирование режимов работы факельных систем, правилам зажигания факела, откачки жидкости из конденсатосборников. Порядок ведения первичной документации на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа. Режимы работы теплообменников, подогревателей, холодильников, отстойников, электродегидраторов и ректификационных колонн, их регулирование. Пуск и остановка аппаратов и установок в целом. Обслуживание и нормальная эксплуатация оборудования, правила пуска в работу, остановки и поддержание заданного технологического режима. Приемы регулирования параметров работы технологической установки по показаниям КИП, анализов лаборатории и показаниям ЭВМ. Осуществление постоянного контроля за работой каждого вида оборудования. Выявление возникших неисправностей или отклонений от нормы в работе оборудования, способы предупреждения и устранения этих неисправностей, причины неисправностей и отклонений.

Тема 1.6.5. Назначение, эксплуатация, обслуживание и ремонт наземного оборудования скважин и установок

Оборудование устья нефтяных и газовых скважин. Фонтанная арматура (ФА). Назначение, устройство и способы установки (ФА) на устье скважины. Запорные устройства и манифольды фонтанные арматур. Устьевая арматура компрессорных скважин. Наземное оборудование газлифтных скважин. Наземное оборудование для бескомпрессорного газлифта. Оборудование глубинно-насосных скважин. Оборудование устья скважины типа ОУ и ОУШ. Штанговые глубинные насосы (ШГН) с приводом от станка-качалки. Наземная часть насосной установки. Погружные центробежные электронасосы. Установки погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН). Оборудование устья скважины типа ОУЭ. Наземное оборудование уэцн. Автоматическая станция управления. Кабельный барабан. Направляющий ролик для электрического кабеля. Оборудование для систем сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях: нефтегазовые сепараторы, сепараторы с предварительным сбросом воды. Общее устройство: индивидуальных и групповых установок замера дебита скважин; блочной автоматизированной индивидуальной установка БИУС-40-50; автоматизированных групповых замерных установок типа "Спутник", "Рубин" и др.

Объекты сбора и транспорта нефти, их назначение. Насосные нефтяные станции внутрпромысловый перекачки нефти. Дожимные насосные станции (ДНС), комплексные сборные пункты (КСП). Типы, устройство и оборудование резервуаров и технологических емкостей, их обвязка. Технологические трубопроводы: узлы обвязки устья скважин и групповых замерных установок, выкидные линии скважин, нефтегазосборные и перекачивающие трубопроводы. Трубопроводы низкого и высокого давления. Трубы высокого давления с шарнирными соединениями. Трубы, применяемые в нефтяной и газовой промышленности и их основные характеристики. Трубы нефте- и газопроводные. Трубы общего назначения. Трубопроводы стальные. Общие сведения о химическом составе и механических свойствах трубных сталей. Классификация труб по способу изготовления: стальные бесшовные горяче- и холоднокатаные, холоднотянутые электросварные (с продольным и спиральным швом). Условный проход, толщина стенки трубы. Условные обозначения труб. Вес трубы на единицу длины. Способы соединения труб: разъемные, неразъемные, фланцевые, муфтовые, ниппельные и при помощи газовой и электрической сварки. Способы защиты внутренней и наружной поверхностей трубы от коррозии. Трубопроводная арматура. Виды, назначение и условия, определяющие выбор применяемой арматуры. Запорная, регулирующая, предохранительная, специальная арматура. Устройство и назначение предохранительных клапанов, обратных поворотных клапанов, регулирующих клапанов, заслонок, Устройство каждого типа арматуры: корпус, рабочий орган и привод к рабочему органу. Классификация арматуры по конструкции присоединительных концов и по направлению движения среды. Способы приведения арматуры в движение. Фасонные части труб - тройники, фланцы, отводы, переходы, днища-заглушки. Виды фланцевых соединений, их уплотнительные поверхности. Требования, предъявляемые к запорным устройствам и арматуре. Устройство задвижек, вентилях и кранов. Конструкция шиберных и клиновых задвижек, вентилях и шаровых кранов. Задвижки высокого давления. Виды задвижек, серии, материал, различия в конструкции. Задвижки с ручным, гидро- и электроприводом. Исполнение задвижек с уплотнительными кольцами и без них. Понятие о шифре задвижек и основные размеры. Условия установки, вес задвижек. Вентили, область применения, условное давление, материал основных деталей. Конструкции, габаритные и присоединительные размеры, вес. Основные указания по эксплуатации трубопроводной арматуры. Назначение пневматического и гидравлического испытания трубопроводов и арматуры, величина испытательного давления. Правила проведения опрессовки, осмотр линии трубопровода, находящегося под давлением, выявление и устранение возможных дефектов.

Тема 1.6.6. Контрольно-измерительные приборы, средства автоматики и телемеханики

Общие сведения о контрольно-измерительных приборах. Классификация контрольно-измерительных приборов. Общие сведения о метрологии. Погрешность, виды погрешностей. Классы точности приборов. Государственная поверка средств измерения. Приборы для измерения давления, классификация приборов по назначению, принципу действия. Единицы измерения давления. Манометры показывающие пружинные: принцип действия, устройство, область применения. Электроконтактный манометр типа ЭКМ: назначение, принцип действия. Электрические датчики давления – общие сведения, область применения в нефтегазодобывающей промышленности. Приборы для измерения температуры. Температурные шкалы. Виды термометров, область применения. Электроконтактный термометр типа ЭКТ. Приборы для измерения расхода жидкостей, пара, газов. Единицы для измерения расхода. Классификация приборов по принципу действия: скоростные, объемные, ультразвуковые, индукционные и др. Расходомеры типа ТОР, НОРД – назначение, принцип действия. Приборы для измерения уровня, классификация приборов по назначению и принципу действия. Измерение уровня жидкости в скважинах и резервуарах. Эхолоты. Автоматизация процессов нефтегазодобычи. Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) типа "Спутник" – назначение, принцип работы. Блоки и узлы АГЗУ: технологическое помещение, гидроциклонный сепаратор, переключатель скважин многоходовой ПСМ, гидропривод ГП, счетчик ТОР, регулятор расхода, запорно-регулирующая арматура, блок КИП и автоматики. Контроль за исправным состоянием и работой технологического оборудования по контрольно-измерительным приборам. Регулирование работы технологического оборудования. Обязанности оператора по добыче нефти и газа по обслуживанию контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

Тема 1.6.7. Очистка насосно-компрессорных труб в скважинах от парафина и смол, обработка паром оборудования и выкидных линий

Методы, оборудование и приспособления для очистки НКТ в скважине от парафина и смол. Очистка внутренней стенки НКТ в скважине от парафина с помощью скребков. Типы скребков, способы и приемы их крепления на насосных штангах. Химические методы очистки скважин от парафина и смол. Закачка химреагентов. Депарафинизация труб в скважине методом прогрева. Передвижные установки для депарафинизации скважин типа АДПМ, ППУ. Пропарка наземного оборудования, выкидных линий.

Тема 1.6.18. Требования безопасности, пожарная безопасность, электробезопасность

Допуск работников к работам на опасном производственном объекте. Понятие о предельно допустимых концентрациях вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Правила безопасности при обслуживании скважин, продукция которых содержит сернистый водород. Индивидуальные средства защиты от паров нефти и газов. Фильтрующие и изолирующие противогазы, их использование. Правила безопасности при работе в загазованных местах, котлованах, колодцах, траншеях. Применяемые газоанализаторы для отбора проб газовой среды. Требования, предъявляемые к площадкам, лестницам, ограждениям. Меры безопасности при проведении погрузочно-разгрузочных работ. Меры безопасности при пропарке нефтепромыслового оборудования и трубопроводов передвижной парогенераторной установкой. Требования безопасности при обслуживании станов-качалок. Заземление станка-качалки, требования к заземлению. Правила безопасности при смене приводных ремней. Правила безопасной эксплуатации скважин, оборудованных ШГН, УЭЦН. Правила безопасности при ремонте промысловых трубопроводов. Правила безопасности при ведении ремонта механизмов, оборудования и узлов аппаратов. Требования безопасности при проведении ППР станков-

качалок. Основные требования по обслуживанию и безопасной эксплуатации АГЗУ. Обслуживание сосудов, работающих под давлением (замерного сепаратора АГЗУ). Общие правила безопасности при проведении технологических методов воздействия на призабойную зону пласта. Требования безопасности при работе с химическими реагентами. Воздействие реагентов на организм человека. Обеспечение работников защитными средствами, предусмотренными при работе с кислотой. Правила безопасности при работе с передвижными агрегатами для химобработки скважин. Правила пожарной безопасности на обслуживаемых объектах. Требования, предъявляемые к оборудованию и автотранспорту. Первичные средства пожаротушения, применяемые огнетушители. Правила безопасной эксплуатации электрооборудования. Действие электрического тока на организм человека. Средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током. Освобождение пострадавшего от действия электрического тока. Оказание помощи при поражении электрическим током.

2. ПРОГРАММА ПРАКТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ

Тема 2.1. Вводное занятие. Инструктаж по безопасности труда

Ознакомление с основными объектами добычи и подготовки нефти и газа (скважины, сборные пункты, газокompрессорные станции, установки по подготовке нефти и газа). Ознакомление с рабочим местом оператора по добыче нефти и газа. Общий инструктаж по безопасности труда, пожарной безопасности, электробезопасности при работе на участке, в бригаде. Типовая инструкция по безопасности труда. Виды и причины травматизма, индивидуальные средства защиты на рабочих местах. Пожарная безопасность. Причины пожаров и меры их предупреждения. Первичные средства пожаротушения. Пожарная сигнализация. Назначение порошковых, пенных и углекислотных огнетушителей и правила пользования ими. Правила поведения при возникновении пожара. План эвакуации рабочих и служащих. Электробезопасность. Правила пользования электроинструментом, отключение электросети. Защитное заземление оборудования. Первая помощь при поражении электрическим током

Тема 2.2. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов, простого нефтепромыслового оборудования и аппаратуры установок

Ознакомления с основными видами слесарного, монтажного и измерительного инструмента и видами работ. Назначение инструментов и приспособлений, требования, предъявляемые к ним, правила подбора инструмента. Ознакомление с видами износа деталей оборудования и машин: от трения, химический, тепловой (термический), механический. Обучение выбору измерительного и проверочного инструмента для ремонтных работ. Ознакомление со способами восстановления деталей при ремонте: механической обработкой, электродуговой и газовой наплавкой. Обучение приемам выполнения слесарно-пригоночных работ и их механизации. Обучение приемам выполнения неподвижных разъемных соединений, применению средств механизации и техническому контролю резьбовых, шпоночных, шлицевых и штифтовых соединений. Обучение выбору правильно разработанного процесса для повышения производительности труда, качества работ и продукции, технологической дисциплине.

Тема 2.3. Изучение схемы сбора и транспортировки нефти, газа и газового конденсата на обслуживаемом участке

Ознакомление с существующей схемой добычи нефти, газа и газового конденсата, со связями технологических установок с товарными сырьевыми парками, очистными сооружениями и другими объектами на примере конкретного обслуживаемого участка нефтегазодобывающего предприятия. Ознакомление со схемами сбора нефти от скважин до групповой технологической (замерной) установки при добыче нефти фонтанным, компрессорным, насосным, газлифтным

способами. Ознакомление с выкидными линиями от нефтяных скважин до АГЗУ или газопроводами от газовых и газоконденсатных скважин до УПГ. Ознакомление со схемами внутринефтепромыслового сбора нефти и газа, унифицированными технологическими схемами комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды. Ознакомление с технологическим оборудованием транспорта нефти, насосами, резервуарами и емкостями, компрессорами, отстойниками, теплообменными аппаратами и т.д. Ознакомление со станциями подземного хранения газа, газоконпрессорными и газораспределительными станциями и входящим в их состав оборудованием. Ознакомление с запорной и предохранительной арматурой, контрольно-измерительными приборами.

Тема 2.4. Обучение обслуживанию, монтажу, демонтажу оборудования и механизмов

Инструкции по безопасному обслуживанию и эксплуатации аппаратов и механизмов, установленных на нефтегазопромысловых объектах, правила безопасности при обслуживании каждого вида оборудования. Практическое обучение приемам выполнения работ по обслуживанию, монтажу и демонтажу оборудования и механизмов под руководством оператора более высокой квалификации. Обучение обслуживанию и нормальной эксплуатации оборудования, правилам пуска в работу, остановки и методам поддержания заданного технологического режима. Обучение выявлению возникших неисправностей или отклонений от нормы в работе оборудования, предупреждению и устранению этих неисправностей. Применение грузоподъемных стационарных и передвижных кранов, гидравлических манипуляторов при демонтаже оборудования и механизмов, погрузочно-разгрузочных работах по их доставке и последующем монтаже. Использование кран - балок с ручной талью или электрическим тельфером, канатной техники. Ознакомление с их общим устройством и использованием в работе. Обучение правилам обслуживания насосов и компрессоров. Показ приемов пуска и остановки насосов и компрессоров. Регулирование подачи нефти или газа в зависимости от заданного режима работы установок. Обучение текущему обслуживанию и ремонту насоса с выполнением следующих работ: добавление или замена смазки подшипников, проверка пальцев соединительной муфты, ремонт торцевого уплотнения, центровка насоса и привода, обслуживание и ревизия системы принудительного охлаждения насосов и т.д. Обучение обслуживанию компрессоров. Обучение пуску и остановке, особенностям пуска компрессоров после кратковременной остановки и после монтажа, ремонта или длительного перерыва в работе. Обучение текущему обслуживанию во время его работы. Текущее обслуживание и ремонт дозировочного насоса. Ознакомление с дозировочными устройствами и способами подачи деэмульгаторов в эмульсионную нефть. Ознакомление с приемами демонтажа и монтажа дозировочных насосов. Ознакомление с порядком обслуживания нагревательных печей и нагревательных блоков. Обучение обслуживанию резервуаров. Обучение порядку обслуживания и ремонта оборудования канализационной системы технологических установок. Обучение обслуживанию факельных систем. Обучение обслуживанию трубопроводов и запорной арматуры. Выполнение следующих работ: набивка сальников, замена смазки, смена прокладок на фланцах, ремонт задвижек, вентиляей. Контроль за состоянием труб, сварных и фланцевых соединений, исправным состоянием запорной и регулирующей арматуры, предохранительных клапанов и опор. Обучение очистке трубопроводов, устранению неплотностей, вибраций, ремонту компенсаторов. Участие в ремонтных работах. Предоставление информации руководителю работ и оператору более высокой квалификации о всех замеченных неполадках в работе скважин и другого нефтепромыслового оборудования. Обучению порядку подготовки и демонтажным работам оборудования и механизмов для транспортировки его на ремонт. Обучение проведению ремонтных работ и проверке оборудования и механизмов после ремонта и включению их в работу. Приемка оборудования и механизмов из ремонта.

Тема 2.5. Обучение работам по очистке НКТ в скважине от парафина и смол, обработке паром скважинного и наземного оборудования и выкидных линий

Инструкции по безопасному обслуживанию и эксплуатации агрегатов и механизмов при проведении указанных работ. Техника безопасности при очистке от парафина с помощью: паро-передвижных и депарафинизационных установок; механизированных способов очистки с помощью скребков. Ознакомление со стационарными и мобильными парогенераторными установками для работ по паротепловому воздействию на пласт и очистки НКТ и оборудования от парафина и смол. Ознакомление с оборудованием и приспособлениями и обучение проведению следующих видов работ: очистке внутренней стенки НКТ в скважине от парафина с помощью механических и автоматических скребков; механизированной очистке труб при помощи автоматической лебедки; пропарка труб в скважине при помощи депарафинизационной установки. Обучение поддержанию оптимального режима агрегатов исходя из условий работы скважин.

Тема 2.6. Обучение проведению замера дебита скважин на автоматизированной замерной установке

Основные виды исследований нагнетательных скважин. Понятие о гидродинамических и геофизических исследованиях нагнетательных скважин. Основные параметры, определяемые при данных исследованиях. Подготовка скважин к исследованиям. Основные требования к оборудованию устья скважин, внутрискважинному и прискважинному оборудованию при исследованиях. Понятие о режиме работы нагнетательных скважин. Основные параметры работы нагнетательных скважин, контролируемых оператором по поддержанию пластового давления. Приемы и методы установления режима работы нагнетательных скважин, применяемое при этом оборудование.

Тема 2.7. Самостоятельное выполнение работ

Самостоятельное выполнение работ, предусмотренных квалификационной характеристикой оператора по добыче нефти и газа соответствующего разряда с соблюдением рабочей инструкции и правил промышленной безопасности. Освоение передовых методов работы, производственных навыков по обслуживанию оборудования и ведению ремонтных работ на основе технической документации по установленным нормам. Самостоятельная разработка и осуществление приемов по наиболее эффективному использованию рабочего времени, современных методов организации труда и содержанию рабочего места, предупреждению брака, по экономному расходованию материалов, топлива, электроэнергии и инструмента. Ведение учета выполненных работ и их анализ. Овладение навыками руководства бригадой операторов более низкой квалификации.

Квалификационные (пробные) работы.

Квалификационные (пробные) работы составлены с учетом квалификационной характеристики для оператора по добыче нефти и газа соответствующего разряда. В качестве основных критериев оценки выполнения практического задания выступают:

- достижение цели, выполнение задач практического задания
- следование методическим указаниям по выполнению задания
- полнота выполнения задания
- самостоятельность выполнения задания
- системность и логичность выполнения задания
- способность использовать изученный теоретический материал
- применение профессиональной терминологии
- соблюдение требований безопасности

Шкалы оценок:

Оценка «отлично» – задание выполнено самостоятельно, в соответствии с поставленной целью, задачами и методическими указаниями, в полном объеме; выполненная работа характеризуется четкостью, системностью и логичностью выполнения задания; свободное применение изученного теоретического материала, свободное использование профессиональной терминологии.

Оценка «хорошо» – задание выполнено самостоятельно, в соответствии с поставленной целью, задачами и методическими указаниями, в полном объеме; в работе имеются незначительные ошибки, несущественные отклонение от технологии, последовательности выполнения задания частичная опора на изученный теоретический материал, непосредственно связанный с темой задания, использование профессиональной терминологии ограничено.

Оценка «неудовлетворительно» – задание выполнено частично/в минимальном объеме, допущены серьезные ошибки при выполнении задания; не соблюдение требований безопасности; незнание теоретического материала, применение профессиональных терминов отсутствует, оперирование житейской терминологией; задание не выполнено/отказ от выполнения задания.

Организационно-педагогические условия

Реализация Программы обеспечивается научно-педагогическими кадрами организации, осуществляющей образовательную деятельность. При реализации данной образовательной Программы могут привлекаться действующие работники высших учебных заведений технической направленности, специалисты экспертных и научных организаций, работники аттестованных центров по промышленной безопасности, специалисты, занимающиеся преподавательской деятельностью по профилю Программы.

Учебно-методическое обеспечение Программы

1. Конституция Российской Федерации от 12.12. 1993
2. Трудовой кодекс РФ № 197 от 30.12.2001
3. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"- от 21.07.97 № 116-ФЗ.
4. Федеральный закон "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний".
5. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
7. Федеральные нормы и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением"
8. Бухаленко "Нефтепромысловое дело" - М, Недра, 1990
9. Молчанов, В.Л.Чичеров, "Нефтепромысловые машины и механизмы"- М, Недра, 1993.
10. В.Ю.Алекперов, В.Я.Кершенбаум и др., "Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти" - М., Наука и техника, 1999.
11. Я.С Мкртычан, "Буровые и нефтепромысловые насосы и агрегаты". - М. Газоил, 1998.
12. А.Г.Молчанов "Подземный ремонт скважин", - М., Недра, 1985.
13. В.А.Бдажевич "Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. - М., Недра, 1985
14. Уразаков К.Р. Справочник по добыче нефти. Санкт-Петербург. Недра,2012г.
15. Бредихин Ю.А. Охрана труда. - М.: Высшая школа, 1990.
16. Васильев В.Д. и др. Монтаж компрессоров, насосов и вентиляторов. - М.: Высшая школа, 1979.
17. Ганевский Г.М., Гольдин И.И. Допуски, посадки и технические измерения в машиностроении. - М.: Высшая школа, 1987.

18. Гидов Л.М. Оператор по добыче нефти и газа. - М.: Машиностроение, 1991.
19. 12. Куценко Т.Н., Жашкова И.А. Основы гигиены труда и производственной санитарии. - М.: Высшая школа, 1990.
20. Мокрецов А.М., Елизаров А.И. Практика слесарного дела. - М.: Высшая школа, 1987.
21. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
22. Скворцов А.С. и др. Компрессорные и насосные установки. - М.: Машиностроение, 1988,
23. Якунчиков В. И. Производственное обучение слесарей механосборочных работ. - М/ Высшая школа, 1990.
24. А.Г.Молчанов, В.Л.Чичеров, "Нефтепромысловые машины и механизмы, Недра, 1993 г.

Материально-технические условия реализации программы

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Учебный класс	Лекции Практические занятия	Мультимедийное оборудование, компьютеры.
Компьютерный класс	Самоподготовка, промежуточный и итоговый контроль	Обучающе - контролирующая система «ОЛИМПОКС», дает возможность проведения обучения и проверки знаний, проведения тестирования и анализ результатов и др.
Кабинет для проведения видеоконференцсвязи (ВКС)	Лекции (ВКС)	Высокоскоростной канал связи с резервированием, ноутбук, видеокамера, микрофон
Компьютерный класс	Лекции (самоподготовка), промежуточный и итоговый контроль	Программное обеспечение «Среда дистанционного обучения Русский Moodle 3KL Норм 3.5.3а», возможность проведения обучения и проверки знаний, проведения тестирования и анализ результатов и др. Интеграция данных об обученности персонала в существующую базу данных Заказчика
Компьютерный класс, мобильный учебно-аттестационный класс	Входной, промежуточный и итоговый контроль	Программное обеспечение «АМК Система», возможность проведения обучения и проверки знаний, проведения тестирования и анализ результатов и др.

Порядок проведения оценки знаний

Квалификационный экзамена слушателям предлагается пройти в форме итогового тестирования. Количество предлагаемых слушателю вопросов составляет 20 вопросов, время тестирования составляет 20 минут, количество попыток – не более 5 раз.

В вопросах с множественным выбором (тестовые вопросы с множественным выбором ответа предполагают выбор нескольких правильных ответов из ряда предложенных) верным будет считаться ответ, если указаны все правильные ответы.

По завершению тестирования слушателю представляется результат тестирования в виде баллов и оценки, количества правильно и неправильно отвеченных вопросов.

Для объективной проверки знаний были установлены единые критерии для всех проходящих Текущий контроль. Итоговая аттестация считается успешно пройденной, если слушатель получил 18 и более баллов, правильно ответил на 18 и более вопросов.

Приложение №1 Контрольно-измерительные материалы

Вопросы для тестирования по профессии «Оператор по добыче нефти и газа »

- 1) Какой наиболее распространенный способ добычи нефти?**
 - a) фонтанный
 - b) штанговыми скважинными насосами
 - c) газлифтный
 - d) электроцентробежными насосами

- 2) В каких типах горных пород выявлено подавляющее большинство месторождений нефти?**
 - a) магматических
 - b) метаморфических
 - c) осадочных
 - d) во всех примерно одинаково

- 3) Свойство пластов-коллекторов пропускать через себя флюиды характеризуется параметром**
 - a) гидропроводность
 - b) пористость
 - c) пьезопроводность
 - d) проницаемость

- 4) К каким способам добычи относятся Методы увеличения нефтеотдачи (МУН)**
 - a) апервичным
 - b) вторичным
 - c) третичным
 - d) четвертичным

- 5) Обычно эксплуатационные скважины располагают на нефтяном месторождении в соответствии с:**
 - a) планом горных работ
 - b) проектом на строительство скважин
 - c) сеткой скважин
 - d) в произвольном порядке

- 6) Верхняя часть эксплуатационной добывающей скважины называется**
 - a) устье
 - b) забой
 - c) зумпф
 - d) башмак

- 7) Свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других называется**
 - a) упругостью
 - b) коэффициентом сопротивления
 - c) текучестью
 - d) вязкостью

8) Часть природного резервуара, имеющего непроницаемые препятствия для дальнейшей миграции нефти и газа, в котором соответственно могут накапливаться нефть и газ называется :

- a) складка
- b) ловушка
- c) коллектор
- d) нефтесбор

9) Скважины, бурящиеся на месторождениях для уточнения запасов нефти и газа, и сбора необходимых для проектирования разработки исходных данных, относятся к категории

- a) эксплуатационных
- b) поисковых
- c) параметрических
- d) разведочных

10) Естественный режим работы залежи при пластовом давлении ниже давления насыщения называется

- a) газонапорным
- b) гравитационным
- c) упругим
- d) режимом растворенного газа

11) К каким методам поисково-разведочных работ относится сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка и магниторазведка

- a) геофизическим
- b) геологическим
- c) гидрогеохимическим
- d) ни к одному из вышеперечисленных

12) Образец горной породы в виде цилиндрического столбика, извлеченный из скважины посредством специально предназначенного для этого вида бурения с целью изучения характеристики проходимых бурением горных пород, называется:

- a) целик
- b) керн
- c) шлам
- d) колонка

13) Вязкость нефти в пластовых условиях :

- a) выше, чем в поверхностных условиях
- b) ниже, чем в поверхностных условиях
- c) равна вязкости в поверхностных условиях
- d) выше или ниже, чем в поверхностных условиях в зависимости от глубины

14) Для защиты эксплуатационной колонны в скважину спускают колонну стальных труб меньшего диаметра, которая называется :

- a) техническая колонна
- b) колонна штанг

- c) колонна насосно-компрессорных труб
- d) обсадная колонна

15) Как называются геофизические исследования скважины, проводимые с целью выявления в геологическом разрезе нефтенасыщенных интервалов, корреляции разрезов скважин и решения других геологических ?

- a) телеметрия
- b) седиментометрия
- c) свабирование
- d) каротаж

16) Типовая конструкция нефтяной скважины состоит из следующих обязательных элементов: направление, _____? _____, эксплуатационная колонна.

- a) кондуктор
- b) колонна штанг
- c) зумпф
- d) вспомогательная колонна

17) Давление, при котором газ начинает выделяться из жидкости, называют:

- a) давлением насыщения
- b) пластовым давлением
- c) забойным давлением
- d) критическим давлением

18) Коэффициент продуктивности скважины - это :

- a) отношение дебита нефти к депрессии
- b) отношение дебита жидкости к забойному давлению
- c) отношение дебита жидкости к депрессии
- d) отношение депрессии к дебиту жидкости

19) Система ППД, при которой нагнетательные скважины располагают в водонефтяной части пласта внутри внешнего контура нефтеносности, называется:

- a) законтурным заводнением
- b) приконтурным заводнением
- c) площадным заводнением
- d) очаговым заводнением

20) Отношение времени фактической работы скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год называется :

- a) коэффициент эксплуатации скважин
- b) среднедействующий фонд скважин
- c) коэффициент использования скважин
- d) скважино-месяц работы скважин

21. Какими светильниками должны быть обеспечены опасные производственные объекты нефтегазодобывающих производств?

- a) Стационарными светильниками напряжением 12 В во взрывозащищенном исполнении.
- b) Стационарными светильниками напряжением 6 В во взрывозащищенном исполнении.

- c) Переносными светильниками, для питания которых должно применяться напряжение не выше 50 В в особо опасных помещениях, а в наружных установках - не выше 12 В.
- d) Переносными светильниками напряжением 24 В во взрывозащищенном исполнении.

22. Разрешается ли последовательно включать в заземляющее устройство несколько заземляемых объектов?

- a) Разрешается, если поступит разрешение от главного энергетика организации.
- b) Разрешается при получении одобрения от главного инженера организации.
- c) Разрешается в исключительных случаях, по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.
- d) Запрещается.

23. На какое давление следует производить опрессовку фонтанной арматуры в собранном виде до и после установки на устье?

- a) До установки на устье - на рабочее давление, указанное в паспорте, после установки - на давление опрессовки эксплуатационной колонны.
- b) До установки - на пробное давление, превышающее на 25% давление опрессовки эксплуатационной колонны, после установки - на давление 10% выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.
- c) До установки на устье - на давление опрессовки эксплуатационной колонны, указанное в паспорте, после установки - на пробное давление.

24. Чем завод-изготовитель должен оснащать фонтанную арматуру?

- a) Устройством, обеспечивающим установку и снятие манометра при наличии давления в арматуре.
- b) Регулируемыми дросселями с ручным управлением, запорной арматурой с дистанционным управлением.
- c) Обратными и шаровыми клапанами с ручным управлением, трехходовым краном для замены манометров.
- d) Дросселями с ручным, а по требованию заказчика - с дистанционным управлением, запорной арматурой с дистанционным и/или ручным управлением.
- e) Оснащение арматуры определяется заказчиком по согласованию с противофонтанной службой.

25. В каком случае при эксплуатации скважины должна применяться специальная фонтанная арматура, обеспечивающая безопасность технологического процесса и обслуживающего персонала?

- a) При эксплуатации с температурой на устье скважины свыше 100 °С.
- b) При эксплуатации с температурой на устье скважины свыше 150 °С.
- c) При эксплуатации с температурой на устье скважины свыше 200 °С.

26. Какие фонтанные скважины должны оснащаться внутрискважинным оборудованием (пакер и клапан-отсекатель, циркуляционный клапан, станция управления и др.)?

- a) Фонтанные скважины с дебитом 350 т/сут нефти и более.
- b) Фонтанные скважины с дебитом 300 т/сут нефти или 400 тыс. м³/сут газа и более, расположенные на расстоянии менее 1 км от населенного пункта.
- c) Фонтанные скважины, расположенные на расстоянии менее 1,5 км от населенного пункта.

d) Фонтанные скважины с дебитом 400 т/сут нефти или 500 тыс. м³/сут газа и более, расположенные на расстоянии менее 500 м от населенного пункта.

27. Что необходимо устанавливать на выкидных линиях и манифольдах скважин, работающих с температурой рабочего тела 80 °С и более?

- a) Демпферы.
- b) Аппараты воздушного охлаждения.
- c) Датчики температуры, извещающие о превышении/понижении температуры.
- d) Запорную арматуру с учетом ожидаемой температуры.
- e) Температурные компенсаторы.

28. Разрешается ли устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением?

- a) Разрешается с соблюдением правил безопасности.
- b) Разрешаются только в отдельных случаях (аварийные ситуации и т. п.) при проведении работ специально обученным персоналом с использованием специальных технических средств.
- c) Разрешается, если давление снижено до значения 50% от рабочего.
- d) Разрешается при наличии приказа о проведении опасных работ, с присутствием ответственного за выполнение работ лица.
- e) Запрещается.

29. Какие способы соединений труб используются для обвязки скважины и аппаратуры, а также для газопроводов при фонтанной и газлифтной эксплуатации скважин?

- a) Сварные соединения, а также фланцевые - только в местах установки задвижек и другой арматуры.
- b) Резьбовые соединения типа Батресс.
- c) Фланцевые и резьбовые соединения.
- d) Резьбовые соединения с последующей изоляцией.

30. Что должна предусматривать подготовка рабочего агента (газа) при газлифтной эксплуатации?

- a) Ввод ингибитора.
- b) Очистку от примесей.
- c) Осушку от водяных паров до точки росы минус 10 °С для южных районов и минус 20 °С для средних и северных широт.
- d) Фильтрацию и удаление твердых взвешенных частиц.

31. Как часто следует производить осмотр всех внутриплощадочных технологических трубопроводов, сепараторов, емкостей, запорно-регулирующей арматуры в процессе работы компрессорной станции газлифтной системы?

- a) Ежедневно.
- b) Ежедневно.
- c) Еженедельно.
- d) Ежеквартально.

32. Чем должно быть оборудовано устье скважины при эксплуатации ее штанговыми насосами?

- a) Запорной арматурой и сальниковым устройством для герметизации штока.
- b) Устройство для сигнализации об утечках продукта.

- c) Перфорационной задвижкой.
- d) Запорной арматурой и обратным клапаном.
- e) Шаровым клапаном и сальниковым устройством для герметизации штока.

33. В каких случаях при отключении на пусковом устройстве электродвигателя периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском вывешивается плакат "Не включать, работают люди!"?

- a) При длительных простоях.
- b) Перед началом ремонтных работ и осмотром оборудования.
- c) При техническом освидетельствовании станка-качалки.
- d) После окончания текущего ремонта и опробовании оборудования.
- e) Перед началом прострелочно-взрывных работ и геофизическом исследовании скважины.

34. Какие плакаты должны быть постоянно укреплены на пусковом устройстве и вблизи него на скважинах с автоматическим и дистанционным управлением станков-качалок?

- a) "Внимание! Пуск автоматический".
- b) "Осторожно! Высокое напряжение".
- c) "Без команды не включать!".
- d) "Посторонним вход запрещен!".

35. Какие узлы и устройства станка-качалки должны иметь ограждения и быть окрашены?

- a) Все вращающиеся узлы и детали.
- b) Весь станок-качалка.
- c) Только площадка для обслуживания электропривода и площадка для обслуживания пускового устройства.
- d) Кривошипно-шатунный механизм, площадка для обслуживания электропривода и площадка для обслуживания пускового устройства.
- e) Только кривошипно-шатунный механизм и пусковое устройство.

36. Куда должны иметь выход системы замера дебита, контроля пуска, остановки скважин?

- a) На пульт групповой замерной установки.
- b) На диспетчерский пункт.
- c) На пульт насосной станции.
- d) На центральный пульт НГДУ.

37. Что должно устанавливаться для обслуживания тормоза станка-качалки?

- a) Площадка с ограждением.
- b) Эстакада.
- c) Лестница туннельного типа.
- d) Площадка с регулируемой высотой подъема.
- e) Съёмное ограждение с креплением, предотвращающим несанкционированный доступ к тормозу.

38. Какие требования предъявляются к заземлению кондуктора (технической колонны) и рамы станка-качалки?

- a) Кондуктор и рама станка-качалки должны быть связаны не менее чем двумя заземляющими стальными проводниками, приваренными в разных местах к кондуктору и раме.

- b) В качестве заземляющих проводников может применяться сталь любых профилей. Сечение прямоугольного проводника должно быть не менее 48 мм^2 , толщина стенок угловой стали не менее 4 мм, диаметр круглых заземлителей - 10 мм.
- c) Заземляющие проводники, соединяющие раму с качалкой, должны заглубляться в землю не менее чем на 0,5 м.
- d) Соединения заземляющих проводников должны быть доступны для осмотра.
- e) Все перечисленные требования.

39. Как должен прокладываться силовой кабель от станции управления к устью скважины при ее эксплуатации погружным электронасосом?

- a) На эстакаде или на специальных стойках-опорах.
- b) В заглубленных лотках.
- c) Герметично упакованным в гофрированный резиновый рукав.
- d) На бетонных подкладках или на специальных стойках.
- e) На П-образных выкладках или на эстакаде.

40. Каким образом допускается подвешивать кабельный ролик на мачте подъемного агрегата?

- a) Только при помощи специальной цепи.
- b) Только при помощи специальной канатной подвески.
- c) На стальном канате диаметром 12,5 мм с 4 зажимами.
- d) При помощи цепи или на специальной канатной подвеске и страховаться тросом диаметром не менее 8 мм.
- e) На стальной комплектной вилке.

41. Где следует размещать силовой кабель электронасоса при свинчивании и развинчивании труб?

- a) Внутри мачты агрегата для ремонта.
- b) За пределами рабочей зоны.
- c) Силовой кабель следует крепить к оттяжкам агрегата.
- d) В пределах рабочей зоны, но с соблюдением мер безопасности.

42. Какова максимальная скорость спуска (подъема) погружного электронасоса в вертикальную скважину?

- a) 0,25 м/сек.
- b) 0,30 м/сек.
- c) 0,35 м/сек.
- d) Следует соблюдать меры предосторожности, скорость подъема (спуска) не регламентируется.

43. Каким требованиям должно отвечать помещение технологического блока установки гидропоршневых и струйных насосов?

- a) Помещение должно иметь постоянную принудительную вентиляцию, обеспечивающую четырехкратный воздухообмен по полному внутреннему объему помещения в течение часа, температуру в блоках не ниже $1 \text{ }^\circ\text{C}$, уровень шума не более 100 дБ, скорость вибрации не более 5 мм/с.
- b) Помещение должно иметь постоянную принудительную вентиляцию, обеспечивающую восьмикратный воздухообмен по полному внутреннему объему помещения в течение часа, температуру в блоках не ниже $5 \text{ }^\circ\text{C}$, уровень шума не более 80 дБ, скорость вибрации не более 2 мм/с.

с) Помещение должно иметь постоянную принудительную вентиляцию, обеспечивающую двукратный воздухообмен по полному внутреннему объему помещения в течение часа, температуру в блоках не ниже 3 °С, уровень шума не более 90 дБ, скорость вибрации не более 1 мм/с.

44. Если в качестве рабочей жидкости используется продукция скважины, какими средствами пожаротушения должны оборудоваться гидропоршневые и струйные насосы?

- a) Системой автоматического объемного газового пожаротушения.
- b) Двумя передвижными пенными или газовыми огнетушителями.
- c) Системой принудительного пожаротушения.
- d) Системой дистанционного пожаротушения.

45. Какой порядок действий необходимо соблюдать при входе в помещение технологического блока установки гидропоршневых и струйных насосов?

- a) Выключить систему вентиляции и переключить систему газового пожаротушения с режима автоматического пуска на ручной.
- b) Проверить работоспособность вентиляции и переключить систему газового пожаротушения с режима автоматического пуска на ручной.
- c) Проверить загазованность помещения и состояние системы вентиляции, включить освещение, переключить систему газового пожаротушения с режима автоматического пуска на ручной.
- d) Включить переносной фонарь во взрывобезопасном исполнении, проверить загазованность помещения и состояние системы вентиляции, включить освещение и систему пожаротушения.
- e) Включить освещение, проветрить помещение и проверить состояние системы вентиляции, переключить систему газового пожаротушения с режима автоматического пуска на ручной.

46. Что необходимо предпринять работнику в случае возникновения пожара в блоке установки гидропоршневых и струйных насосов?

- a) Выключить электрооборудование и срочно покинуть помещение.
- b) Покинуть помещение, закрыть все двери и включить систему автоматического пожаротушения кнопкой, расположенной у входной двери.
- c) Обесточить электрооборудование, срочно покинуть помещение.
- d) Закрыть все двери и сообщить о случившемся вышестоящему руководителю.

47. Что необходимо сделать с эксплуатационной колонной перед спуском в нее пакера?

- a) Прошаблонировать, прорайбировать при необходимости, промыть до забоя, опрессовать.
- b) Определить остаточную прочность эксплуатационной колонны.
- c) Провести комплекс геофизических исследований.
- d) Прошаблонировать, спустить печать и локаатор муфт.

48. Каким образом необходимо производить монтаж и демонтаж лубрикатора?

- a) При открытой центральной задвижке с использованием гидросъемника.
- b) С использованием мачты при закрытой центральной задвижке.
- c) При помощи мачты и канатной техники.
- d) При закрытой центральной задвижке и с использованием гидродомкрата расчетной грузоподъемности.

49. Какими контрольно-измерительными приборами должна быть оборудована каждая нагнетательная линия установки гидропоршневых и струйных насосов?

- a) Регулятором давления и температуры.
- b) Манометром и термопарой.
- c) Манометром и регулятором давления рабочей жидкости.
- d) Манометром и регулятором расхода рабочей жидкости.

50. С какой периодичностью необходимо проверять исправность системы автоматики и предохранительных устройств гидропоршневых и струйных насосов?

- a) Исправность системы автоматики и предохранительных устройств проверяется в сроки, установленные инструкцией по эксплуатации.
- b) Не реже одного раза в месяц.
- c) Не реже одного раза в неделю.
- d) В сроки, установленные правилами Ростехнадзора.

51. До какой величины должно быть снижено давление в нагнетательном трубопроводе при остановке силового насоса?

- a) До значения, не превышающего 0,5 рабочего давления.
- b) До атмосферного давления.
- c) До минимального значения избыточного давления, указанного в инструкции.
- d) При остановке силового насоса давление не должно снижаться.

52. С какой периодичностью и в каком объеме проводятся исследования эксплуатационных скважин на нефтегазодобывающих объектах?

- a) В соответствии с Инструкцией по исследованию скважин, утвержденной Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации.
- b) Каждые 6 месяцев в полном объеме и ежеквартально в объеме, необходимом геологической службе организации.
- c) В соответствии с утвержденным планом работ, разработанным в соответствии с проектной документацией разработки данного месторождения.

53. Разрешается ли исследование разведочных и эксплуатационных скважин в случае отсутствия утилизации жидкого продукта?

- a) Запрещается во всех случаях.
- b) Разрешается без ограничений.
- c) Разрешается по согласованию с противодонной службой.
- d) Разрешается по решению территориального органа Ростехнадзора.

54. Что из перечисленного должно быть указано в плане производства работ по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов?

- a) Порядок подготовительных работ и схема размещения оборудования.
- b) Технология проведения процесса.
- c) Меры безопасности.
- d) Ответственный руководитель работ.
- e) Все перечисленное.

55. Какое устройство должно быть установлено на нагнетательной линии у устья скважины при закачке в нее химреагентов, пара, горячей воды?

- a) Обратный клапан.

- b) Предохранительный клапан.
- c) Автоматически регулируемая задвижка.
- d) Шаровой кран.

56. На какое значение давления должна быть опрессована нагнетательная система после сборки до начала закачки?

- a) На ожидаемое давление закачки.
- b) На расчетное давление.
- c) На полуторократное рабочее давление.
- d) На максимальное возможное давление.
- e) На двукратное ожидаемое рабочее давление, но не более указанного в инструкции по эксплуатации оборудования.

57. Какие меры безопасности должны быть выполнены обслуживающим персоналом при производстве гидравлических испытаний нагнетательной системы?

- a) Обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Ликвидация утечек под давлением в системе запрещается.
- b) Обслуживающий персонал должен занять места в укрытии.
- c) Обслуживающий персонал должен быть отведен на расстояние не менее 100 м от рабочей зоны.
- d) Обслуживающий персонал должен быть удален за пределы рабочей зоны. Возвращение допускается только для ликвидации пропусков.

58. В чем должен убедиться руководитель работ перед началом технологического процесса на скважине с применением передвижных агрегатов?

- a) В наличии прямой видимости до агрегатов.
- b) В наличии средств световой сигнализации.
- c) В наличии двусторонней переговорной связи.
- d) В наличии средств звуковой сигнализации.
- e) В наличии средств контроля давления и температуры.

59. Какой радиус опасной зоны должен быть установлен вокруг скважины и применяемого оборудования на период тепловой и комплексной обработки?

- a) Не менее 10 м.
- b) Не менее 20 м.
- c) Не менее 35 м.
- d) Не менее 50 м.

60. Какие требования предъявляются к размещению передвижных насосных установок у устья скважины?

- a) Передвижные насосные установки необходимо располагать не менее чем за 10 м от устья скважины.
- b) Расстояние между передвижными насосными установками должно быть не менее 1 м.
- c) Вспомогательные установки (компрессор, парогенераторная установка и др.) должны располагаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.
- d) Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.
- e) Все перечисленные требования.

61. За счет чего должна исключаться возможность образования взрывоопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов?

- a) За счет технологических режимов ведения работ и конструктивного исполнения агрегатов и установок.
- b) За счет ответственности, квалификации и стажа безаварийной работы обслуживающего персонала.
- c) За счет производственного контроля на организации и применения сертификационного оборудования.
- d) За счет использования пожаро- и взрывозащищенного оборудования.

62. Какие требования предъявляются к выкидной линии от предохранительного устройства насоса?

- a) Выкидная линия должна быть жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса.
- b) Выкидная линия должна быть оборудована обратным клапаном и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса.
- c) Выкидная линия должна быть оборудована предохранительным клапаном и выведена в приемную емкость для сбора жидкости.
- d) Выкидная линия должна быть без резких поворотов и иметь надежную запорную арматуру
- e) Выкидная линия должна быть в поле видимости машиниста и оборудована манометром.

63. Допускаются ли вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях?

- a) Не допускаются.
- b) Допускаются в пределах установленных в планах работ.
- c) Допускаются при наличии в системе компенсаторов.
- d) Допускаются при нахождении персонала в безопасной зоне.

64. Что из перечисленного должно находиться на месте производства работ по закачке агрессивных химреагентов в скважину?

- a) Аварийный запас средств индивидуальной защиты, запас технической воды и нейтрализующие элементы для раствора.
- b) Аварийные средства пожаротушения, запас технической воды и специально оборудованное место для нейтрализующих элементов.
- c) Специальная аппаратура для оповещения о разгерметизации запорной арматуры, аварийный запас воды и химреагенты для нейтрализации агрессивной среды.
- d) Аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, запас чистой пресной воды и нейтрализующие компоненты для раствора.
- e) Аварийный запас воды и инвентарная емкость для сбора остатков химреагента.

65. Каким образом следует поступать с остатками химреагентов?

- a) Следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.
- b) Утилизировать на месте производства работ при наличии нейтрализующих веществ.
- c) Помещать в специальные могильники на глубину не менее 3 м, но выше уровня грунтовых вод.
- d) Собирать в специальную емкость для доставки на склад хранения.

66. Какими техническими средствами должна быть обеспечена бригада для определения концентрации паров серной кислоты и серного ангидрида?

- a) Индивидуальными счетчиками концентрации паров.
- b) Газоанализаторами.
- c) Переносными хроматографами.
- d) Спектроскопами.

67. В какой момент следует производить загрузку терморектора магнием?

- a) Сразу после подъема терморектора из скважины.
- b) Непосредственно перед спуском терморектора в скважину.
- c) Не позже чем за 2 часа до спуска терморектора в скважину.
- d) За день до начала работ в лаборатории газоспасательной службы.

68. На каком расстоянии от скважины или участка нагнетательного трубопровода запрещается находиться при их продувке диоксидом углерода?

- a) Ближе 5 м.
- b) Ближе 10 м.
- c) Ближе 15 м.
- d) Ближе 20 м.

69. При какой предельно допустимой концентрации содержания диоксида углерода в воздухе закрытого помещения работы в нем должны быть прекращены?

- a) 0,1 об. %.
- b) 0,2 об. %.
- c) 0,3 об. %.
- d) 0,4 об. %.
- e) 0,5 об. %.

70. Чем должны быть оснащены парогенераторные и водонагревательные установки?

- a) Приборами наблюдения и записи процессов приготовления и закачки теплоносителя, средствами сигнализации для обнаружения нарушения технологического процесса.
- b) Системами автоматического оповещения в случаях нарушения технологического процесса и пенного пожаротушения.
- c) Системами регистрации параметров и локализации возгорания в случаях нарушения технологического процесса и пенного пожаротушения.
- d) Приборами контроля и регулирования процессов приготовления и закачки теплоносителя, средствами по прекращению подачи топливного газа.
- e) Приборами измерения процесса смешения и закачки теплоносителя, контрольно-измерительной аппаратурой для регулирования расхода.

71. Какое минимальное расстояние должно быть между парораспределительным пунктом и устьем нагнетательной скважины?

- a) 10 м.
- b) 15 м.
- c) 20 м.
- d) 25 м.

72. Каким образом должно осуществляться управление запорной арматурой скважины, оборудованной под нагнетание пара или горячей воды?

- a) Только дистанционно.
- b) Вручную с использованием средств защиты.
- c) Дистанционно, но с возможностью ручного управления с применением средств защиты.

73. При каких отклонениях должна срабатывать автоматическая защита, прекращающая подачу топлива в парогенератор?

- a) Только при повышении давления в теплопроводе выше допустимого.
- b) Только при понижении давления в теплопроводе ниже допустимого.
- c) Только при прекращении подачи воды.
- d) При изменении давления в теплопроводе ниже или выше допустимого, а также при прекращении подачи воды.

74. В каком положении должна находиться задвижка на отводе от затрубного пространства при закачке теплоносителя (с установкой пакера)?

- a) В закрытом.
- b) В полуоткрытом.
- c) В открытом.
- d) Не имеет значения.

75. На каком минимальном расстоянии от емкости с горячим нефтепродуктом должна располагаться установка для подогрева?

- a) 15 м.
- b) 10 м.
- c) 25 м.
- d) 20 м.

76. На каком расстоянии, и каким образом следует устанавливать емкость с горячим нефтепродуктом для обработки скважины?

- a) На расстоянии не более 5 м от устья скважины со стороны подъездных путей.
- b) На расстоянии не менее 30 м от обваловки скважины с видимой стороны устья.
- c) На расстоянии не менее 10 м от устья скважины с подветренной стороны.
- d) На расстоянии не более 10 м от устья скважины с учетом "розы ветров".

77. Какие требования предъявляются к спуску забойного электронагревателя в скважину?

- a) Операции должны быть механизированы, с использованием специального лубрикатора, при герметизированном устье.
- b) Операции должны выполняться дистанционно, с использованием специального герметизатора.
- c) Операции должны быть автоматизированы, с использованием специального обратного клапана, при постоянном наблюдении за устьем.
- d) Операции должны выполняться дистанционно, с использованием переносной превенторной установки, с записью результатов.

78. При каких условиях допускается подключать сетевой кабель к пусковому оборудованию электронагревателя?

- a) После подключения кабель-троса к трансформатору.
- b) После заземления электрооборудования.
- c) После проведения всех подготовительных работ в скважине и на устье.

- d) После удаления людей.
- e) После выполнения всех перечисленных действий.

79. Когда пороховые генераторы (аккумуляторы) давления должны устанавливаться в спускаемую гирлянду зарядов?

- a) После установки перфорационной задвижки.
- b) Перед началом работ.
- c) Перед вводом в лубрикатор.
- d) После открытия устьевого задвижки.
- e) После извлечения устьевого пакера.

80. Какие требования предъявляются к месту хранения ящиков с порохowymi зарядами?

- a) Ящики должны храниться в специальной машине, на расстоянии не менее 50 м от устья скважины.
- b) Ящики должны храниться во взрывозащищенной камере, запираемой на замок, расположенном на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.
- c) Ящики должны храниться на открытом воздухе, под охраной ответственного лица на расстоянии не менее 100 м от устья скважины.
- d) Ящики должны храниться в запираемом на замок помещении, расположенном на расстоянии не менее 50 м от устья скважины.

81. В каком положении должна находиться центральная задвижка при установке гирлянды порохового заряда в лубрикатор?

- a) В открытом.
- b) В полузакрытом.
- c) В закрытом.
- d) Не имеет значения.

82. Какие требования предъявляются правилами к системе контроля состояния воздушной среды для закрытых помещений объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата?

- a) В системе контроля состояния воздушной среды должно быть предусмотрено дублирование датчиков аварийного включения оборудования и системы приточно-вытяжной вентиляции.
- b) Система должна иметь блокировку для включения оборудования, все помещения должны иметь постоянно действующую противопожарную систему.
- c) Система должна быть сблокирована с системой выключения оборудования, включая перекрытие клапанов, все помещения должны иметь постоянно действующую систему оповещения и сигнализации.
- d) Система должна быть сблокирована с системой звуковой и световой аварийной сигнализации, все помещения должны иметь постоянно действующую систему приточно-вытяжной вентиляции.
- e) Система должна иметь блокировку от выключения оборудования, включая перекрытие запорной арматуры, все помещения должны иметь постоянно действующую систему вытяжной вентиляции.

83. Какие документы должны быть на объектах сбора и подготовки нефти и газа (ЦПС, УПН, УКПГ, ГП), насосных и компрессорных станциях (ДНС, КС)?

- a) Технические паспорта и документация на оборудование насосных и компрессорных станций.
- b) Технологическая схема, утвержденная техническим руководителем организации, с указанием номеров задвижек, аппаратов, направлений потоков, полностью соответствующих их нумерации в проектной технологической схеме.
- c) Приказ о назначении ответственного за проведение работ лица и технические паспорта на оборудование.
- d) План аварийно-спасательных мероприятий, утвержденный руководством организации.
- e) Все перечисленные документы.

84. В каких случаях персонал должен быть обеспечен необходимыми средствами индивидуальной защиты?

- a) При наличии в продукции, технологических аппаратах, резервуарах и других емкостях сероводорода или возможности образования вредных веществ при пожарах, взрывах, нарушении герметичности емкостей и других аварийных ситуациях.
- b) В случаях обнаружения вредных веществ и примесей в продукции.
- c) Если возможно образование вредных веществ при смешении продукции.
- d) При частом срабатывании датчиков загазованности.

85. В соответствии с какими документами должна устанавливаться скорость изменения технологических параметров?

- a) В соответствии с инструкциями по пуску, эксплуатации и остановке установок, утвержденными техническим руководителем организации в соответствии с технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации оборудования заводов-изготовителей.
- b) В соответствии с инструкциями завода-изготовителя по пуску, эксплуатации и остановке установок.
- c) В соответствии с инструкциями по пуску, эксплуатации и остановке установок, согласованными с Ростехнадзором.
- d) В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- e) В соответствии с Планами проведения работ, утвержденными техническим руководителем организации и согласованными с Ростехнадзором.

86. Что необходимо предпринять в случае обнаружения загазованности воздуха рабочей зоны?

- a) Незамедлительно подать сигнал тревоги и предупредить ответственного руководителя.
- b) Незамедлительно предупредить обслуживающий персонал и покинуть загазованный участок.
- c) Незамедлительно покинуть загазованный участок и информировать о случившемся ответственного руководителя.
- d) Незамедлительно предупредить обслуживающий персонал о возможной опасности.
- e) Незамедлительно предупредить обслуживающий персонал близлежащих установок о возможной опасности, оградить загазованный участок и принять меры по устранению источника загазованности.

87. Разрешается ли эксплуатация установки с неисправными приборами пожарной защиты?

- a) Запрещается.
- b) Разрешается, при наличии средств ручного пожаротушения.

- c) Разрешается, при наличии средств ручного и автоматического пожаротушения и согласования с пожарной охраной.
- d) Разрешается при согласовании с территориальным органом Ростехнадзора.

88. Кем должно обслуживаться электрооборудование установки?

- a) Электротехническим персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и допуск к работе.
- b) Эксплуатационным персоналом, прошедшим инструктаж.
- c) Рабочим персоналом, обслуживающим установку в присутствии представителя электротехнического персонала.
- d) Звеном старшего оператора в присутствии мастера, имеющего соответствующую группу по электробезопасности.
- e) Персоналом подрядной организации.

89. С какой периодичностью проводят проверку исправности предохранительной, регулирующей и запорной арматуры и как оформляют результаты проверки?

- a) Ежедневно с регистрацией в специальном журнале.
- b) Ежедневно с оформлением акта.
- c) По утвержденному графику, утвержденному эксплуатирующей организацией.
- d) Периодичность проверки устанавливается по решению технического руководителя организации.

90. Какие требования предъявляются к электрическим датчикам систем контроля и управления технологическим процессом?

- a) Должны быть во взрывозащищенном исполнении.
- b) Должны рассчитываться на применение в условиях вибрации.
- c) Должны рассчитываться на применение в условиях газовых гидратов.
- d) Все перечисленные требования.

91. С какой целью насосы, перекачивающие сернистую нефть, должны быть заполнены перекачиваемой жидкостью?

- a) С целью постоянной готовности к пуску.
- b) С целью избежания образования пирофорных отложений.
- c) С целью избежания попадания воды в насос.
- d) С целью равномерной подачи жидкости при пуске насоса.

92. В формуле для определения суточной производительности УШГН коэффициент подачи имеет единицу измерения:

проценты;

- a) доли единиц;
- b) куб.м×сут/атм;
- c) куб.м×сут/МПа;
- d) куб.м/сут.

93. По динамограмме можно определить следующий коэффициент, участвующий в определении коэффициента подачи ШГН:

- a) учитывающий утечки в НКТ;
- b) учитывающий утечки в насосе;
- c) характеризующий изменение объема нефти при подъеме на поверхность;

- d) учитывающий различие в длине хода устьевого штока и плунжера насоса;
- e) наполнения насоса.

94. В формуле теоретической производительности УШГН ($Q_T = 1440 \times F_n \times S \times n$) величина F_n определяет:

- a) площадь сечения цилиндра насоса;
- b) площадь сечения плунжера насоса;
- c) площадь сечения обсадной колонны;
- d) средняя площадь сечения насосных штанг;
- e) площадь сечения НКТ.

95. Коэффициент, характеризующий изменение объема нефти при подъеме на поверхность для безводных девонских нефтей равен:

- a) 0,81;
- b) 0,87;
- c) 0,92;
- d) 0,96;
- e) 0,98.

96. Коэффициент, характеризующий изменение объема нефти при подъеме на поверхность для каменноугольных нефтей равен:

- a) 0,81
- b) 0,87
- c) 0,92
- d) 0,96
- e) 0,98

97. Какое количество зажимов устанавливаются на каждом конце канатной подвески

- a) 1;
- b) 3;
- c) 2;
- d) 4;
- e) 5;

98. Какое расстояние должно быть между зажимами канатной подвески

- a) не менее 6 диаметров каната;
- b) не менее 5 диаметров каната;
- c) не менее 4 диаметров каната;
- d) не менее 3 диаметров каната;
- e) не менее 2 диаметров каната;

99. Какой угол поворота колонны штанг обеспечивает штанговращатель ШВ-08-01

- a) 6 град;
- b) 2 град.;
- c) 5,5 град.;
- d) 4 град.;
- e) 7 град.

100. Установленный срок службы штанг

- a) не менее 3 лет;
- b) более 3 лет;
- c) 5 лет;
- d) 7 лет;
- e) 10 лет.

101. Средний срок службы штанг

- a) 5 лет;
- b) 7 лет;
- c) не менее 5,5 лет;
- d) 3 года;
- e) 10 лет.

102. Допустимое расстояние от нижней точки кривошипа до земли

- a) не менее 300 мм;
- b) не менее 200 мм;
- c) не менее 100 мм;
- d) не менее 150 мм;
- e) не регламентировано.

103. Заземляющие проводники, соединяющие раму привода с кондуктором, должны быть заглублены в землю не менее

- a) 0,1 м;
- b) 0,2 м;
- c) 0,3 м;
- d) 0,4 м;
- e) 0,5 м.

104. Расстояние между подвеской и устьевым сальником в крайне нижнем положении головки балансира должно быть

- a) 100мм;
- b) 150 мм;
- c) не менее 200мм;
- d) более 500 мм;
- e) не регламентировано.

105. В группу малодебитных скважин входят скважины:

- a) С содержанием нефти в воде до 1 тн/сут. при высоте подъема до 1400м.
- b) С содержанием нефти в воде более 1тн/сут.при высоте подъема до 1400м.
- c) С дебитом нефти более 5 тн/сут. при высоте подъема до 1400м.
- d) С дебитом жидкости менее 5куб.м/сут при высоте подъема до 1400м.
- e) С дебитом нефти и газа 10 тн/сут. при высоте подъема до 1400м.

106. Определение высокосернистых скважин в процентном отношении содержания серы в нефти:

- a) от 0,5 до 2
- b) 2 и менее.
- c) 1,5 и менее.

- d) 2 и более.
- e) до 1

107. Определение высокопарафинистых скважин в процентном отношении парафина в нефти:

- a) менее 1,5
- b) от 0,5 до 2
- c) от 0,5 до 6
- d) более 6
- e) от 1,5-10

108. Какие скважины относятся к среднеобводненным в процентном отношении к добываемой продукции

- a) от 0 до 40
- b) от 20 до 40
- c) от 15 до 35
- d) от 40 до 80
- e) от 80 до 90

109. К высоковязким нефтям (ВВН) относятся нефти, вязкость которых в пластовых условиях превышает:

- a) 20 мПа с
- b) 25 мПа с
- c) 30 мПа с
- d) 35 мПа с
- e) 50 мПа с

110. С малой глубиной спуска насоса принято классифицировать следующие скважины, у которых:

- a) Прием насоса на глубине до 300м
- b) Прием насоса на глубине до 450м
- c) Прием насоса на глубине до 450-1350м
- d) Прием насоса на глубине до 1350-1500м
- e) Прием насоса на глубине до 1500-1600м

111. Освоение скважин проводится в режимах:

- a) непрерывном ручном, непрерывном автоматическом, циклическом ручном, циклическом автоматическом
- b) непрерывном ручном, непрерывном автоматическом, циклическом автоматическом
- c) непрерывном, циклическом ручном, циклическом автоматическом
- d) циклическом ручном, циклическом автоматическом
- e) непрерывном автоматическом, циклическом ручном, циклическом автоматическом

112. Освоение скважин в непрерывном режиме проводится, если:

- a) скважина ремонтировалась без глушения, типоразмер насоса изменен незначительно, насос спущен под $H_{дин}$
- b) скважина ремонтировалась с глушением, типоразмер насоса изменен, $H_{дин} < 0,8H_{пн}$
- c) скважина ремонтировалась с глушением, без изменения типоразмера насоса, $H_{дин} > 0,8H_{пн}$

- d) скважина ремонтировалась без глушения, без изменения типоразмера насоса, $H_{дин} < 0,8H_{пн}$
- e) скважина ремонтировалась без глушения, без изменения типоразмера насоса, $H_{дин} > 0,8H_{пн}$

113. Максимальное понижение $H_{дин}$ при непрерывном освоении обусловлено:

- a) пластовым давлением
- b) глубиной скважины
- c) производительностью насоса
- d) плотностью жидкости глушения
- e) коэффициентом продуктивности скважины

114. Контроль за освоением после запуска ШГНУ производится:

- a) замерах на АГЗУ
- b) периодической отбивкой динамических уровней
- c) периодический
- d) замерах на АГЗУ и периодической отбивкой уровней
- e) периодической отбивкой динамических уровней и снятием динамограммы

115. Коэффициент подачи насоса для среднедебитной скважины:

- a) 0.7 - 0.9
- b) 0.6 - 0.8
- c) 0.5 - 0.7
- d) 0.4 - 0.6
- e) 0.3 - 0.5

116. Время контроля за динамическим уровнем при циклическом ручном режиме освоения:

- a) каждый час по технологической карте
- b) в течение часа и по последнему изменению $H_{дин}$
- c) в течение смены
- d) до снижения $H_{дин}$ до $H_{пн}$
- e) после установки $H_{дин}$

117. Какой из перечисленных факторов не является основным источником загрязнения призабойной зоны и ствола скважины

- a) Промывки и глушение скважин жидкостями, отрицательно влияющими на фильтрационную характеристику пласта.
- b) Продукты коррозии и АСПО.
- c) Механические загрязнения, заносимые во время ремонтов скважин.
- d) Остатки цементного раствора.
- e) Продукция скважины

118. Какие химические реагенты должны применяться для приготовления технологических жидкостей при промывках и глушении скважин

- a) Не оказывающие вредного влияния на окружающую среду и организм человека.
- b) Имеющие сертификат и разрешение на применение в нефтяной промышленности в установленном порядке.

- c) Не вызывающие коррозию глубинно-насосного оборудования и обсадной колонны.
- d) Обеспечивающие нейтрализацию сероводорода при газопроявлениях.
- e) Не образующие высоковязких эмульсий.

119. В каких случаях промывки ствола скважины до забоя являются обязательными

- a) После КРС, при переводе с УСШН на ЭЦН и наоборот, при ПРС по причине засорения скважинного оборудования и после длительного срока его работы (более 600 суток).
- b) Каждый второй ремонт, связанный с подъемом насоса, а также после длительной его работы (более 1000 суток)
- c) Только после КРС и отбивки забоя выше указанного в плане работ.
- d) При перекрытии шламом интервалов перфорации.
- e) При ПРС по причине засорения и запарафинивания оборудования.

120. При измерении уровня жидкости с избыточным давлением в затрубном пространстве применяется метод:

- a) эхометрирование
- b) волнометрирование
- c) звукометрирование
- d) электрометрирование

121. При измерении уровня жидкости, когда давление газа в затрубном пространстве скважины близко к атмосферному, применяется метод:

- a) эхометрирование
- b) волнометрирование
- c) звукометрирование
- d) электрометрирование.

122. Куда должен подключаться контур заземления при монтаже привода УСШН:

- a) к любому металлическому сооружению;
- b) к манифольдной линии;
- c) к эксплуатационной колонне;
- d) к АГЗУ;
- e) к гребенке.

123. Чем лучше уравновешен привод УШГН тем ...

- a) больше нагрузка на головку балансира в точке подвеса штанг
- b) ниже КПД электродвигателя
- c) меньше нагрузка на головку балансира в точке подвеса штанг
- d) выше КПД электродвигателя
- e) выше коэффициент наполнения насоса

124. Сила гидродинамического трения при ходе штанг вниз пропорциональна ...

- a) вязкости жидкости
- b) скорости движения жидкости в НКТ
- c) скорости движения головки балансира
- d) числу качаний балансира
- e) скорости движения штанг

125. Для откачки высоковязкой нефти (ВВН) рекомендуется применение...

- a) применение метода использования сил гравитации (МИСТ)
- b) насосов с диаметром плунжера 44мм и 57мм с увеличенным размером всасывающего клапана
- c) применение НКТ с защитным покрытием DPC и ПЭП-585
- d) применение глубинных дозаторов
- e) применение глубинных нагревателей

126. От чего не зависит величина энергозатрат на подъем продукции из скважин

- a) режим откачки
- b) климатические условия
- c) типоразмер оборудования
- d) степень уравновешенности привода штангового насоса
- e) условия эксплуатации

127. Силы гидродинамического сопротивления пропорциональны...

- a) режиму откачки
- b) эффективной вязкости продукции
- c) скорости подъема продукции в НКТ
- d) силам трения
- e) эффективной вязкости продукции и скорости ее подъема в НКТ

128. Потребная эффективная мощность эл.двигателя меньше ...

- a) чем лучше уравновешен привод штангового насоса
- b) чем меньше длина хода УШГН
- c) чем меньше число качаний балансира
- d) чем меньше режим откачки
- e) чем больше режим откачки

129. Какие факторы влияют на величину энергозатрат на подъем продукции из скважины

- a) типоразмер оборудования, степень уравновешенности привода штангового насоса, условия эксплуатации и режим откачки
- b) плотность добываемой продукции, диаметр НКТ, число качаний балансира
- c) вязкость нефти, длина и диаметр штанговой колонны, мощность эл.двигателя
- d) глубина залегания продуктивного пласта, мощность эл.двигателя
- e) вязкость добываемой продукции, степень уравновешенности привода штангового насоса

130. От чего существенно зависит КПД эл.двигателя при циклическом режиме работы свойственным приводам УШГН

- a) от типоразмера ШГН
- b) от глубины спуска насоса
- c) от мощности эл.двигателя
- d) от неравномерности его загрузки

131. Что может оказаться целесообразно для снижения гидродинамических потерь при высокой вязкости продукции и дебитах более 25-30 куб.м/сут

- a) увеличение числа качаний балансира
- b) уменьшение длины хода полированного штока
- c) уменьшение режима откачки
- d) уменьшение числа качаний балансира

- е) применение НКТ большего диаметра

131. Каким требованиям не должны удовлетворять средства контроля производительности скважин :

- a) не нарушать технологический процесс добычи жидкости из скважин
- b) должны быть работоспособны в широком диапазоне изменения температуры и давления.
- c) средства контроля должны быть сертифицированы Госстандартом РФ.
- d) иметь возможность оперативной проверки.
- e) пройти регистрацию в Ростехнадзоре

132. Какой тип ГЗУ применяется для замера дебита скважин по жидкости от 5-10 куб.м/сут. :

- a) "Спутник АМ", "Спутник Б"
- b) "Спутник АС", "Спутник С".
- c) Установка "Квант", "Спутник АС", "Спутник Б".
- d) ГЗУ "Дельта", "Спутник АМ", "Спутник Б".
- e) ГЗУ "Альфа", "Спутник АМ", "Спутник Б".

133. В каких температурных режимах эксплуатируют ГЗУ

- a) от -40+55
- b) от -50+30
- c) от -25+50
- d) от -55+50
- e) от -60+50

134. Диапазон измерения расхода жидкости установки типа "Спутник АМ"

- a) от 20-300 куб.м/сут
- b) от 10-400 куб.м/сут.
- c) от 5-200 куб.м/сут
- d) от 10- 500 куб.м/сут
- e) от 10-350 куб.м/сут

135. Регулятор уровня обеспечивает качественный замер за счет чего:

- a) турбулентного режима движения жидкости через счетчик.
- b) циклического прохождения жидкости через счетчик в пульсирующем режиме.
- c) постоянства уровня жидкости в емкости.
- d) давление газа в емкости.
- e) циклического прохождения жидкости через счетчик с постоянными скоростями.

136. Предел измерения по жидкости на установке " Спутник Б" составляет:

- a) от 10-400 куб.м/сут.
- b) от 5-300 куб.м/сут.
- c) от 1-400 куб.м/сут.
- d) от 5-400 куб.м/сут.
- e) от 5-200 куб.м/сут.

137. Оптимальная продолжительность замера дебита скважины до 5 куб.м/сут., счетчиком ТОР составляет:

- a) 6 часов
- b) 7 часов
- c) 8 часов
- d) 9 часов
- e) 10 часов

138. Оптимальная продолжительность замера дебита скважины до 5 куб.м/сут счетчиком СКЖ составляет:

- a) 3 часа
- b) 4 часа
- c) 5 часов
- d) 6 часов
- e) 7 часов

139. В каких случаях увеличивают время замера дебита скважин на ГЗУ

- a) при уменьшении дебита скважины.
- b) при получении недостоверных данных.
- c) по указанию начальника ЦДНГ.
- d) при большом разбросе получаемых замеров
- e) при увеличении дебита скважины.

140. В каких случаях применяется мобильный вариант индивидуальной замерной установки

- a) при высоком газовом факторе жидкости.
- b) для оперативного контроля высокодебитных скважин.
- c) при выходе из строя счетчика на ГЗУ.
- d) для оперативного индивидуального контроля малодебитных скважин
- e) при большой обводненности.

141. При вязкости жидкости до 90 мПа×с рекомендуемая глубина погружения насоса под динамический уровень:

- a) 200 м;
- b) 250 м;
- c) 290 м;
- d) 300 м;
- e) 320 м.

142. Частота качаний цепного привода ЦП-60-18-3-0,5/2,5 находится в пределах:

- a) 1-2 в мин;
- b) 0,5-1,5 в мин;
- c) 0,5-2,5 в мин;
- d) 0,5-3,5 в мин;
- e) 1-3 в мин.

143. Фиксированная длина хода цепного привода ЦП-60:

- a) 1,5 м;
- b) 2 м;

- c) 2,5м;
- d) 3 м;
- e) 3,5 м.

144. Рекомендуемая глубина погружения насоса под динамический уровень, при вязкостях жидкости от 90-180 мПа×с:

- a) 250 м;
- b) 260 м;
- c) 270 м;
- d) 280 м;
- e) 290 м.

145. Рекомендуемая глубина погружения насоса под динамический уровень, при вязкостях жидкости от 180-350 мПа×с:

- a) 310 м;
- b) 320 м;
- c) 330 м;
- d) 340 м;
- e) 350 м.

146. Условно вертикальными принято считать скважины с углами наклона не более:

- a) 2-3 град;
- b) 4-5 град;
- c) 6-8 град;
- d) 8-10 град;
- e) 9-11 град.

147. В целях снижения вероятности обрыва штанговой колонны при сохранении отбора жидкости рекомендуется :

- a) Уменьшить диаметр насоса и увеличить число качаний
- b) Увеличить диаметр насоса и уменьшить длину хода
- c) Увеличить число качаний и уменьшить длину хода
- d) Уменьшить число качаний и диаметр насоса
- e) Увеличить длину хода и диаметр насоса, уменьшить число качаний.

148. При внедрении новых подвесок штанг не рекомендуется :

- a) Оснащать штанги скребками-центраторами
- b) Составлять подвеску из штанг разных марок стали и видов термообработки, но одной группы прочности
- c) Составлять многоступенчатую колонну штанг
- d) Производить спуск штанг со скоростью более 0.2 м/с
- e) Укладывать штанги на мостки более 2х рядов.

149. Работа УШСН считается нормальной если коэффициент подачи высоко и средне дебитных скважин находится в пределах:

- a) 0.3 - 0.7
- b) 0.5 - 1.2
- c) 0.3 - 1.0
- d) больше 0

e) 0.5 - 0.6

150. Основное отличие в принципе работы вставного насоса от трубного:

- a) Отсутствует сегрегация фаз
- b) Уменьшены сопротивления в нагнетательном клапане
- c) Потери хода за счет растяжения сжатия НКТ и штанг уменьшены
- d) Нет различий
- e) Меньший объем "мертвого пространства"

151. Основным критерием при подборе привода УШСН является :

- a) Дебит скважины, глубина спуска
- b) Дебит скважины
- c) Глубина скважины
- d) Кривизна скважины
- e) Диаметр нефтепровода

152. Длины цилиндра и удлинителей выбираются исходя из :

- a) Общей длины насоса
- b) Хода плунжера с учетом растяжения сжатия штанг и НКТ
- c) Глубины спуска насоса
- d) Длины полированного штока
- e) Диаметра насоса

153. Допустимое приведенное напряжение в штангах для УШГН с насосом 44 мм составляет:

- a) 40 Н/ кв. мм
- b) 44 Н/ кв. мм
- c) 46 Н/ кв. мм
- d) 49 Н/ кв. мм
- e) 50 Н/ кв. мм

154. Можно ли рассчитать приведенные напряжения в полированном штоке по показаниям динамографа

- a) Да
- b) Нет
- c) Да, при известной компоновке штанг
- d) Да, при числе качаний менее 5
- e) Да, при длине хода менее 3 м

155. Какая минимальная глубина погружения ЭЦН под динамический уровень:

- a) которая обеспечивает газосодержание потока на приеме не больше 0,15-0,25;
- b) которая обеспечивает газосодержание потока на приеме не меньше 0,01-0,02;
- c) которая обеспечивает газосодержание потока на приеме не больше 0,35-0,45;
- d) 500 м.;
- e) 200 м.

156. Скорость всплывания газовых пузырьков при обводненности больше 50% составляет (см/с):

- a) 0,16

- b) 0,12
- c) 0,08
- d) 0,04
- e) 0,02

157. Потери напора на преодоление сил трения в НКТ при движении потока зависят от:

- a) диаметра труб и дебита жидкости;
- b) диаметра труб и глубины подвески насоса;
- c) диаметра труб, глубины подвески насоса, дебита жидкости и свойств продукции скважины;
- d) диаметра труб, глубины подвески насоса, дебита жидкости и мощности погружного двигателя;
- e) диаметра труб, глубины подвески насоса, дебита жидкости, свойств продукции скважины и мощности погружного двигателя.

158. Скорость всплывания газовых пузырьков при обводненности меньше 50% составляет (см/с):

- a) 0,16;
- b) 0,12;
- c) 0,08;
- d) 0,04;
- e) 0,02.

159. На какую глубину спускается шаблон при шаблонировке эксплуатационной колонны, перед спуском УЭЦН

- a) До забоя;
- b) На глубину превышающую глубину установки насосного агрегата в скважине , на 100-150 м;
- c) На глубину превышающую глубину установки насосного агрегата в скважине , на 50-80 м;
- d) На глубину установки насосного агрегата;
- e) До зоны перфорации.

160. Какой длины должен быть шаблон, при шаблонировке эксплуатационной колонны, перед спуском УЭЦН

- a) Длина шаблона должна быть равной длине насосного агрегата , но не менее 10м;
- b) Длина шаблона должна быть равной длине насосного агрегата , но не менее 5м;
- c) 5 м;
- d) 7 м;
- e) 6 м.

161. На каком расстоянии от устья скважины оборудованной УЭЦН, устанавливается станция управления и трансформатор

- a) Не менее 10м;
- b) Не менее 15м;
- c) Не менее 20 м;
- d) Не менее 30 м;
- e) Не менее 25м.

162. На каком расстоянии от устья скважины нужно устанавливать кабеленаматыватель при ПРС

- a) 5-10 м;
- b) 10-15 м;
- c) 15-20 м;
- d) 20-25 м;
- e) 10-20 м;

163. При прохождении УЭЦН через участки кривизны, с темпом набора более 30 минут на 10 м, скорость спуска должна быть

- a) Не более 0,25м/с;
- b) Не более 0,5м/с;
- c) Не более 0,20м/с;
- d) Не более 0,30м/с;
- e) Не более 0,1м/с;

164. На каком расстоянии от муфты НКТ устанавливаются монтажные хомуты кабеля УЭЦН

- a) 500мм;
- b) 250-300 мм;
- c) 100-200мм;
- d) 400 мм;
- e) 150 мм.

165. Через сколько метров, при спуске, производится измерение сопротивления кабеля

- a) Через каждые 300 м;
- b) Через каждые 50 м;
- c) Через каждые 100 м;
- d) Через каждые 1000 м;
- e) Через каждые 500 м;

166. При какой величине сопротивления изоляции требуется прекратить спуск УЭЦН

- a) Менее 8 Мом;
- b) Менее 3 Мом;
- c) Менее 5 Мом;
- d) Менее 4 Мом;
- e) Менее 7 Мом.

167. Для эксплуатации скважин с УЭЦН существуют схемы обвязки:

- a) в зависимости от климатических условий
- b) в зависимости от рельефа
- c) типовые
- d) в зависимости от производственной необходимости

168. При индивидуальном варианте скважины устанавливается ли клеммная коробка в обвязке:

- a) да
- b) по мере необходимости
- c) в зависимости от условий эксплуатации

- d) в зависимости от напряжения в линии
- e) нет

169. При обвязке скважины с УЭЦН кабель прокладывается:

- a) до клеммной коробки под землей, после нее - над поверхностью
- b) до клеммной коробки над поверхностью, после нее - под землей
- c) до СУ под землей, после нее - над поверхностью
- d) до ТМПН над поверхностью, после нее - под землей
- e) до ТМПН под землей, после нее - над поверхностью

170. Используется ли на кустовых скважинах КТППН (Подстанции трансформаторные комплектные):

- a) обязательно
- b) или КТП, или КТППН
- c) в зависимости от условий эксплуатации
- d) нет
- e) в зависимости от мощности куста

171. КТППН (Подстанции трансформаторные комплектные) используются:

- a) для питания эл. двигателя УЭЦН
- b) для питания эл. двигателей УЭЦН, СК
- c) для преобразования электроэнергии
- d) для питания эл.двигателя СК
- e) для уменьшения напряжения

172. Для чего предназначена гидрозащита погружных маслonaполненных электродвигателей УЭЦН

- a) Для защиты от проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость ПЭД.
- b) Для компенсации утечек масла.
- c) Для обеспечения смазки подшипников ПЭД.
- d) Для защиты от проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость ПЭД, компенсации утечек масла и тепловых изменений объема масла.
- e) Для поддержания заданного температурного режима работы ПЭД.

173. Для чего предназначен обратный клапан УЭЦН

- a) Для предотвращения обратного вращения ЭЦН под действием столба жидкости в НКТ при остановках скважины.
- b) Для облегчения запуска установки.
- c) Для предотвращения засорения ЭЦН.
- d) Для предотвращения обратного вращения ЭЦН при остановке скважины, облегчения ее запуска, а также для опрессовки НКТ после спуска установки в скважину.
- e) Для обратной промывки ствола скважины.

174. Что отражает цифра 1200 в условном обозначении установки УЭЦНМ-125-1200

- a) Максимальную глубину спуска УЭЦН (м.).
- b) Максимальный напор (м.)
- c) Напор (м.) при минимальной подаче.
- d) Номинальный напор (м.) при номинальной подаче.
- e) Напор (м.) при максимальной подаче.

175. При какой температуре окружающего воздуха допускается монтаж УЭЦН и перемотка кабеля

- a) Не ниже минус 30⁰.
- b) Не ниже минус 35⁰.
- c) Не ниже минус 40⁰.
- d) Не ниже минус 42⁰.
- e) Не ниже минус 25⁰.

176. Что означает буква "М" в условном обозначении установки УЭЦНМ 5-125-1200

- a) Модернизированный.
- b) Многокорпусный.
- c) Модульный.
- d) Увеличенной мощности.
- e) Малогабаритный.

177. На какое максимальное рабочее давление рассчитана арматура типа АУЭЦН-140-50

- a) На 50 МПа.
- b) На 25 МПа.
- c) На 20 МПа.
- d) На 15 МПа.
- e) На 14 МПа.

178. При какой температуре окружающей среды допускается использование кабелей с полиэтиленовой изоляцией марки КПБК, КПБП в качестве кабельных линий для УЭЦН

- a) До + 95⁰.
- b) До + 90⁰.
- c) До + 85⁰.
- d) До + 80⁰.
- e) До + 75⁰.

179. Что входит в состав УЭЦН

- a) Только электродвигатель, гидрозащита, насос и кабель.
- b) Электродвигатель, гидрозащита, насос, кабель, КТППН.
- c) Электродвигатель, гидрозащита, насос, клапан обратный, клапан сливной, кабель, пояса, КТППН, клеммная коробка, НКТ, устьевое оборудование, газосепаратор (по заказу).
- d) Электродвигатель, гидрозащита, насос, клапан обратный, кабель, КТППН, НКТ, устьевое оборудование.
- e) Электродвигатель, гидрозащита, насос, клапан обратный, клапан сливной, кабель, пояса, КТППН, клеммная коробка.

180. Гидростатическое давление в месте подвески погружной установки должно быть не более:

- a) 17,5 МПа.
- b) 20,0 МПа.
- c) 22,5 МПа.
- d) 25,0 МПа.
- e) 27,5 МПа.

181. Погружные центробежные установки предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин максимальной плотностью:

- a) 900 кг/куб.м
- b) 1000 кг/куб.м
- c) 1200 кг/куб.м
- d) 1300 кг/куб.м
- e) 1400 кг/куб.м

182. В установившемся режиме погружной ЭЦН должен иметь погружение под динамический уровень не менее:

- a) 100 м
- b) 200-300 м
- c) 300-500 м
- d) 400-600 м
- e) 600-800 м

183. Не допускается дальнейшая эксплуатация УЭЦН, если сопротивление изоляции системы "кабель - двигатель" составляет:

- a) менее 0,05 МОм
- b) менее 0,01 МОм
- c) менее 0,1 МОм
- d) менее 0,5 МОм
- e) менее 1 МОм

184. Монтаж УЭЦН на устье скважины не производится, если скорость ветра:

- a) более 8 м/с
- b) более 10 м/с
- c) более 11 м/с
- d) более 12 м/с
- e) более 15 м/с

184. При эксплуатации скважин УЭЦН значение динамического уровня определяется не реже одного раза:

- a) в неделю
- b) в 10 дней
- c) в 2 недели
- d) в месяц
- e) в квартал

185. При эксплуатации скважин УЭЦН анализ состава скважиной жидкости и содержания в ней попутной воды производится не реже одного раза:

- a) в сутки
- b) в неделю
- c) в две недели
- d) в месяц
- e) в квартал

186. При эксплуатации скважин УЭЦН максимальная концентрация сернистого водорода для насосов обычного исполнения должна быть:

- a) 0,005 г/л
- b) 0,01 г/л
- c) 0,05 г/л
- d) 0,1 г/л
- e) 0,25 г/л

187. При эксплуатации скважин УЭЦН максимальное содержание свободного газа (по объему) на входе насоса:

- a) 25 %
- b) 30 %
- c) 40 %
- d) 50 %
- e) 55 %

188. Замер дебита жидкости по скважинам с дебитом более 5 т/сут при наличии автоматизированной системы контроля и передачи информации должен осуществляться:

- a) ежедневно;
- b) еженедельно;
- c) не менее 1 раза в месяц;
- d) не менее 3 раз в месяц;
- e) не менее 5 раз в месяц.

189. Замер дебита жидкости по скважинам с дебитом более 5 т/сут при отсутствии автоматизированной системы контроля и передачи информации должен осуществляться:

- a) ежедневно;
- b) еженедельно;
- c) не менее 1 раза в месяц;
- d) не менее 3 раз в месяц;
- e) не менее 5 раз в месяц.

190. Погрешность измерения АГЗУ "СПУТНИК-АМ" составляет, %:

- a) $\pm 1,5$;
- b) $\pm 2,5$;
- c) $\pm 3,5$;
- d) $\pm 3,75$;
- e) $\pm 4,0$.

191. Количество скважин, подключаемых на замер к установке "Спутник Б-40-14-400" составляет:

- a) 8;
- b) 12;
- c) 14;
- d) 24;
- e) 40.

192. На каком методе основано измерение количества жидкости в ГЗУ "Дельта":

- a) объемном;

- b) массовом.

193. Минимальное значение дебита скважин замеряемой ГЗУ "Дельта" составляет, т/сут:

- a) 0,001;
- b) 0,005;
- c) 0,01;
- d) 0,1.
- e) 1.

193. Время измерения количества жидкости для каждой скважины в измерительных установках устанавливается в зависимости от:

- a) обводненности продукции;
- b) дебита скважины;
- c) инструкции по эксплуатации завода изготовителя;
- d) вязкости продукции;
- e) протяженности нефтепровода от скважины до ГЗУ.

194. Какие основные факторы для эксплуатации скважин УЭЦН являются осложняющими:

- a) Повышенная вязкость продукции, образование стойких, высоковязких водонефтяных эмульсий.
- b) Отложение гидратов, отложение солей, высокая температура добываемой продукции, высокое содержание свободного газа в добываемой продукции.
- c) Интенсивный износ рабочих органов и опор насоса, высокая коррозионная активность среды, падение оборудования на забой скважины.
- d) Отложение парафина, солей на забое скважины, в подъемных трубах, в наземном и подземном оборудовании.
- e) АСПО, отложения солей наличие мех.примесей в продукции скважин, кривизна ствола скважины, высокая вязкость продукции, образование стойких водонефтяных эмульсий, а в ряде случаев коррозионная активность среды.

195. Какая обводненность вызывает минимальную интенсивность парафинизации УЭЦН.

- a) от 0 до 40 %
- b) от 20 до 50 %
- c) от 40 до 80 %
- d) от 35 до 80 %
- e) от 80 до 90 %

196. Какая особенность полимерных покрытий НКТ делает их непригодными для применения тепловых методов борьбы с АСПО.

- a) низкая герметичность резьбовых соединений
- b) низкая механическая прочность
- c) уменьшение внутреннего диаметра
- d) большое температурное расширение полимерного покрытия НКТ
- e) невысокая термостойкость

197. На сколько часов после закачки ингибитора солеотложений необходимо закрыть скважину для адсорбции и распределения в порах пласта

- a) 6-8ч

- b) 8-12ч
- c) 12-24ч
- d) 8-24ч
- e) 24-36ч

198. Повторную закачку ингибитора солейотложений в призабойную зону пласта осуществляют при снижении содержания ингибитора в добываемой воде ниже ...

- a) 0,1 г/куб.м
- b) 1 г/куб.м
- c) 10 г/куб.м
- d) 0,1-10 г/куб.м
- e) 1-5 г/куб.м

199. При каких условиях необходимо применять УЭЦН в износостойком исполнении

- a) содержание мех.примесей в концентрации свыше 0,1 г/л, а твердость песка в которых выше 5 баллов по Моосу.
- b) содержание мех.примесей в концентрации свыше 0,1 г/л, а твердость песка в которых выше 5 баллов по Роквеллу
- c) содержание мех.примесей в концентрации свыше 0,1 г/л, а твердость песка в которых выше 5 баллов по Бринелю
- d) содержание мех.примесей в концентрации свыше 1 г/л, а твердость песка в которых выше 5 баллов по Моосу.
- e) содержание мех.примесей в концентрации свыше 1 г/л, а твердость песка в которых выше 5 баллов по Бринелю

200. В насосах износостойкого исполнения рабочие колеса изготовлены

- a) высокопрочной стали
- b) из бронзы
- c) из ковкого чугуна
- d) из полиамидной смолы
- e) пластмассы

201. Как осуществляется освоение скважин УЭЦН

- a) в ручном режиме
- b) в автоматическом режиме.
- c) по заданной программе.
- d) в механическом режиме.
- e) в ручном и автоматическом режиме.

202. Кто допускается к освоению скважин

- a) лица прошедшие проверку знаний ОТ и ПБ, не ниже 2-ой квалификационной группы по электробезопасности.
- b) оператор по добыче нефти.
- c) лица прошедшие проверку знаний ОТ.
- d) мастер по добыче.
- e) оператор по исследованию скважин.

203. Кто производит вывод установки ЭЦН на режим

- a) мастер по добычи нефти прошедший специальное обучение.

- b) оператор по добычи нефти прошедшие специальное обучение.
- c) работники технологической службы прошедшие специальное обучение.
- d) оператор по исследованию скважин.
- e) мастер и оператор по добыче нефти.

204. На кого возлагается контроль за освоением скважины

- a) ведущего геолога ЦДНГ.
- b) ведущего технолога ЦДНГ.
- c) зам. начальника ЦДНГ.
- d) оператор по исследованию скважин.
- e) мастер по добыче нефти.

205. За какими показаниями необходимо следить в процессе пускового режима

- a) за показаниями амперметра и вольтметра и динамическим уровнем.
- b) за показаниями амперметра и вольтметра.
- c) давление на устье.
- d) расходом жидкости по ГЗУ.
- e) давлением на забое скважины.

206. Через какой период контролируют динамический уровень при освоении скважины

- a) через каждые 10-15 мин.
- b) не более 1 часа через каждые 15-30 мин.
- c) не более 2 часов через каждые 10-15 мин.
- d) не более 1 часа через каждые 5-10 мин.
- e) не более 1 часа через каждые 10-15 мин.

207. За какими показателями в процессе работы система СКАД-2 осуществляет контроль

- a) контроль давления и температуры масла в ПЭД
- b) контроль температуры масла электродвигателя .
- c) давление и температура жидкости на устье скважины.
- d) температура и давление.
- e) контроль температуры масла электродвигателя и давления в зоне подвески ЭЦН.

208. На сколько пусковых нагрузок рассчитан ресурс работы ПЭД

- a) 170-200.
- b) 150-170.
- c) 200-220.
- d) 100-120.
- e) 120-150.

209. Чем вызвана необходимость освоения скважин с УЭЦН после ПРС

- a) очисткой призабойной зоны скважины.
- b) снижением дебита скважины.
- c) возможностью засорения насоса.
- d) вероятностью выхода УЭЦН из строя или снижением ресурса ПЭД
- e) очисткой ствола и забоя скважины.

210. Работник, участвующий в освоении, должен знать:

- a) давлением на забое скважины, устье скважины, динамическим уровнем.
- b) техническую характеристику скважинного оборудования, удельный вес пластовой жидкости.
- c) физические свойства горных пород (пористость, проницаемость).
- d) технологическую характеристику скважинного оборудования, удельный вес и объем жидкости глушения
- e) диаметром штуцера на устьевой арматуре

211. В случае срабатывания защиты по перегрузке или недогрузке срабатывает:

- a) Сигнальная лампа.
- b) звуковой сигнал.
- c) появиться сигнальный блинкер.
- d) отключиться станция управления.
- e) сигнальная лампа и звуковой сигнал.

212. Где записывается информация о выводе установки на режим

- a) журнал регистрации замеров.
- b) в бланк освоения.
- c) в бланк сдачи скважины.
- d) в бланк освоения, гарантийный паспорт
- e) журнал дежурного диспетчера.

213. Какие параметры скважины ограничивают область применения УОРЭ:

- a) Диаметр колонны, наличие не менее 2-х объектов разработки, расстояние между разрабатываемыми пластами, отсутствие гидрологической связи между пластами, суммарный теоретический дебит пластов, наличие АСПО.
- b) Диаметр колонны, наличие не менее 2-х объектов разработки, глубина скважины, наличие зумпфа, суммарный теоретический дебит пластов, наличие АСПО.
- c) Диаметр колонны, наличие не менее 3-х объектов разработки, расстояние между разрабатываемыми пластами, обводненность продукции, суммарный теоретический дебит пластов, наличие АСПО.

214. Когда забойное давление при однолифтовой ОРЭ по оптимальным параметрам у верхнего объекта больше, чем у нижнего, продукция из объекта с меньшим забойным давлением поступает в цилиндр насоса через:

- a) Основной всасывающий клапан.
- b) Дополнительный всасывающий клапан.
- c) Из обоих клапанов.

215. При подготовке к внедрению УОРЭ допускается использование материалов ранее проведенных исследований скважин сроком не более:

- a) 3 месяцев.
- b) 6 месяцев.
- c) 1 года.

216. При подготовке к внедрению УОРЭ необходимо провести исследование скважины, объектов включающее в себя:

- a) Определение количества содержания АСПО.

- b) Определение 8-ми членного химического анализа воды.
- c) Определение обводненности, динамического уровня, динамометрирование и снятие кривой восстановления давления.

217. Изменением, каких параметров достигается дебит, равный сумме оптимальных дебитов для каждого из объектов на скважинах оборудованных ОРЭ:

- a) изменением глубины подвески.
- b) установкой штуцера на манифольдной линии.
- c) изменением длины хода и числа качаний.

218. С какой целью в скважинах, оборудованных ОРЭ, устанавливается пакерующее устройство:

- a) для разобщения продуктивных эксплуатируемых объектов.
- b) для предотвращения попадания жидкости из пластов в межтрубное пространство.
- c) для закрепления насоса в эксплуатационной колонне.

219. Система автоматизации скважины с УСШН должна обеспечивать

- a) Функции контроля и регулирования технологических параметров, а также контроля и диагностики состояния, управления и защиты оборудования скважин с УСШН.
- b) Функции позволяющие следить за сохранностью наземного оборудования, с передачей информации на контрольный пункт охраняемых органов.
- c) Функции позволяющие предотвратить аварийные ситуации на скважине, которые могут повлиять на выход из строя оборудования.

219. К изменению структуры течения скважинной продукции в трубопроводе приводит:

- a) Отложение парафина
- b) Увеличение газовой фазы в потоке.
- c) Увеличение вязкости нефти.
- d) Увеличение скорости потока.
- e) Увеличением давления.

220. Ингибиторы коррозии защищают внутренние стенки трубопроводов за счет того, что

- a) Изменяют полярность воды.
- b) Предотвращают возникновение и прохождение по металлу электрического тока.
- c) Создают барьер между коррозионной средой и металлом.
- d) Изменяют вязкость жидкости.
- e) Снижают поверхностное натяжение на границе газ-жидкость.

221. Отложение парафина и солей на стенках труб можно успешно предотвратить:

- a) Применением высоконапорной герметизированной системы сбора скважинной продукции.
- b) Выделением легких фракций из нефти в системе сбора.
- c) Увеличением перепада давления в системе сбора.
- d) Предварительным сбросом воды в системе сбора.
- e) Увеличением давления.

222. В основу современных технологических схем сепарационных установок заложен принцип:

- a) Чередование вертикальных и горизонтальных сепараторов
- b) регулирование степени заполнения аппаратов.
- c) Учета газового фактора, приведенного к нормальным условиям.
- d) Формирования максимальной площади газового потока в аппаратах.
- e) Осуществление начальной стадии процесса разделения газонефтяной смеси в подводящих коммуникациях.

223. В товарных резервуарах хлопущка предназначена для предотвращения:

- a) Потерь нефти при разрыве трубопровода.
- b) Снижение давления при отборе проб.
- c) Потерь легких фракций.
- d) Попадания огня или искры.

224. Предохранительный гидравлический клапан в резервуарах служит для:

- a) Регулирования давления газоздушных паров в процессе подачи нефти.
- b) Регулирования давления газоздушных паров при колебании температуры в течение суток.
- c) Регулирования давления газоздушных паров при отборе нефти.
- d) Регулирования давления газоздушных паров при неисправностях дыхательного клапана.
- e) Регулирования давления в воздушной трубе полуавтоматического пробоотборника.

225. На дожимных насосных станциях устанавливают сепарационный блок для:

- a) Отделения газа и выводом его из коллектора на ГПЗ.
- b) Разрушения водонефтяных эмульсий для сокращения расхода энергии на транспортирование скважинной продукции до УКПН.
- c) Отделения газа перед центробежными насосами для повышения надежности КПД, но с обязательным последующим вводом газа в коллектор.
- d) Разгазирования пластовой воды с целью снижения ее агрессивного коррозионного воздействия на насосный блок
- e) Отделения воды и выводом ее за пределы коллектора для сокращения расходов энергии на транспортирование до УКПН.

226. Природными стабилизаторами водно-нефтяных эмульсий служат:

- a) Асфальтены.
- b) Парафины.
- c) Сернистые соединения.
- d) Ароматические углеводороды.
- e) Нафтеновые углеводороды.

227. Из типовых систем сбора газа на промыслах наиболее надежной и эффективной является:

- a) Линейная
- b) Кольцевая
- c) Групповая
- d) Лучевая
- e) Сочетание линейной и кольцевой

228. Сущность активного катодного метода защиты трубопроводов сводится

- a) К созданию необходимого потенциала на поверхности трубы.
- b) К созданию утечек тока из трубы.
- c) К созданию полярной жидкости в трубопроводе.
- d) К созданию процесса гидротации.
- e) К предотвращению утечек токов из трубы.

229. Парафины составляют основную часть

- a) Твердых метановых углеводородов.
- b) Твердых циклоалканов.
- c) Полициклических нафтеновых углеводородов.
- d) Ароматических углеводородов.
- e) Углеводородов смешанного строения.

230. По гидравлической схеме промышленные трубопроводы делятся на

- a) Простые и сложные.
- b) Нефтегазовые и нефтеводяные.
- c) Напорные и безнапорные.
- d) Наземные и подземные.
- e) Подводящие и магистральные.

Приложение №2 Календарный учебный график
Календарный учебный график обучения 256 академических часов.

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)	Кол-во часов заочного обучения	Учебные дни обучения																																	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32		
1.	Введение	1	■																																	
2.	Основы экономических знаний	1	■																																	
3.	Охрана труда	20	■	■	■																															
4.	Промышленная безопасность	2			■																															
5.	Черчение	4			■	■																														
6.	Электротехника и электроника	4			■	■																														
7.	Техническая механика	4				■	■																													
8.	Материаловедение	4				■	■																													
9.	Слесарное дело	8					■	■																												
10.	Введение	2						■	■																											
11.	Нефтегазопромысловая геология	6						■	■																											
12.	Технологический процесс добычи, сбора, транспортировки нефти, газа, газового конденсата, закачки и отбора газа	16							■	■																										
13.	Регулирование режима работы скважин и технологических установок нефти и газа	16								■	■																									
14.	Назначение, эксплуатация, обслуживание и ремонт наземного оборудования скважин и установок и трубопроводов	8											■	■																						
15.	Контрольно-измерительные приборы, средства автоматики и телемеханики	8												■	■																					
16.	Очистка насосно-компрессорных труб в скважинах от парафина и смол, обработка паром оборудования и выкидных линий	8													■	■																				
17.	Требования безопасности, пожарная безопасность, электробезопасность	8														■	■																			
18.	Производственная практика	120																																		
19.	Консультация	8																																		
20.	Квалификационный экзамен	8																																		