

Министерство образования и науки Пермского края

Государственное автономное профессиональное образовательное учреждение
«Краевой политехнический колледж»

ПРОГРАММА

**государственной итоговой аттестации выпускников
ГАПОУ «Краевой политехнический колледж»
по специальности среднего профессионального образования
21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений**

Программа рассмотрена на заседании
педагогического совета колледжа
«20 » декабря 2017 г.

2017

1. Общие положения

1.1 Программа государственной итоговой аттестации разработана в соответствии с Законом Российской Федерации «Об образовании», ФГОС по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», порядком проведения государственной итоговой аттестации по образовательным программам среднего профессионального образования (утв. Приказом Министерства образования и науки РФ от 16 августа 2013 г. № 968).

1.2 Целью государственной итоговой аттестации является установление соответствия уровня и качества профессиональной подготовки выпускника по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» требованиям федерального государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования и работодателей.

1.3 Государственная итоговая аттестация является обязательной процедурой для выпускников очной и заочной форм обучения, завершающих освоение основной профессиональной образовательной программы среднего профессионального образования.

1.4 К государственной итоговой аттестации допускаются обучающиеся, успешно завершившие в полном объеме освоение основной профессиональной образовательной программы по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

1.5 Основной профессиональной образовательной программой по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» предусматривается подготовка выпускников к следующим видам профессиональной деятельности:

- Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
- Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования.
- Организация деятельности коллектива исполнителей.
- Выполнение работ по одной или нескольким профессиям рабочих, должностям служащих (приложение к ФГОС).

1.6 Выпускник, освоивший основную профессиональную образовательную программу, должен обладать общими компетенциями, включающими в себя способность:

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 3. Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.

ОК 4. Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

ОК 5. Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

ОК 7. Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), за результат выполнения заданий.

ОК 8. Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации.

ОК 9. Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности.

ОК 10. Исполнять воинскую обязанность, в том числе с применением полученных профессиональных знаний (для юношей).

1.7 Техник должен обладать профессиональными компетенциями, соответствующими основным видам профессиональной деятельности:

Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

ПК 1.1. Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений.

ПК 1.2. Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин.

ПК 1.3. Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях.

ПК 1.4. Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин.

ПК 1.5. Принимать меры по охране окружающей среды и недр.

Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования.

ПК 2.1. Выполнять основные технологические расчеты по выбору наземного и скважинного оборудования.

ПК 2.2. Производить техническое обслуживание нефтегазопромыслового оборудования.

ПК 2.3. Осуществлять контроль за работой наземного и скважинного оборудования на стадии эксплуатации.

ПК 2.4. Осуществлять текущий и плановый ремонт нефтегазопромыслового оборудования.

ПК 2.5. Оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования.

Организация деятельности коллектива исполнителей.

ПК 3.1. Осуществлять текущее и перспективное планирование и организацию производственных работ на нефтяных и газовых месторождениях.

ПК 3.2. Обеспечивать профилактику и безопасность условий труда на нефтяных и газовых месторождениях.

ПК 3.3. Контролировать выполнение производственных работ по добыче нефти и газа, сбору и транспорту скважинной продукции.

Выполнение работ профессии 15832 «Оператор по исследованию скважин».

ПК 4.1. Осуществлять шаблонирование скважин с отбивкой забоя, замер забойного и пластового давления в эксплуатационных и нагнетательных скважинах

ПК 4.2. Измерять уровни жидкости в скважине с помощью эхолота и волномера, проследить восстановление (падение) уровня жидкости;

ПК 4.3. Проводить замеры дебита нефти, газа, определять газовый фактор, динамометрирование скважин, исследование скважин глубинными и дистанционными приборами;

ПК 4.4. Определять результаты исследовательских работ

Выполнение работ профессии 15824 «Оператор по добыче нефти и газа».

ПК 5.1. Снимать параметры по контрольно-измерительным приборам

ПК 5.2. Проводить замеры параметров работы скважин;

ПК 5.3. Проводить отбор и анализ проб воздушной среды;

ПК 5.4. Осуществлять подготовку инструмента и материалов к работе по обслуживанию промыслового оборудования

ПК 5.5. Обслуживать оборудование скважины, трубопроводной арматуры

ПК 5.6. Обслуживать и регулировать параметры работы газовых и газлифтных скважин

ПК 5.7 Обслуживать и поддерживать технологический режим работы скважины механизированной добычи с погружным приводом насосов

ПК 5.8. Обслуживать и поддерживать технологический режим работы скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов

ПК 5.9. Обслуживать и поддерживать технологический режим работы нагнетательной скважины

ПК 5.10 Обслуживать и поддерживать технологический режим работы оборудования, вести учет количества и качества добываемых флюидов

1.8 Необходимым условием допуска к государственной итоговой аттестации является представление документов, подтверждающих освоение выпускниками общих и профессиональных компетенций при изучении теоретического материала и прохождении практики по каждому из основных видов профессиональной деятельности.

1.9 Выпускником могут быть предоставлены отчеты о ранее достигнутых результатах, дополнительные сертификаты, свидетельства (дипломы) олимпиад, конкурсов, творческие работы по профессии, характеристики с мест прохождения производственной практики.

2. Форма государственной итоговой аттестации

2.1 Формами государственной итоговой аттестации выпускников колледжа по образовательной программе среднего профессионального

образования по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» являются:

- защита выпускной квалификационной работы в виде дипломного проекта;
- государственный экзамен в формате демонстрационного экзамена с применением методики Worldskills

3. Объем времени на подготовку и проведение

3.1 В соответствии с учебным планом специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» объем времени на государственную итоговую аттестацию составляет 4 недели в период с 18 мая по 14 июня 2018г.

3.2 Сроки проведения государственной итоговой аттестации с 15 июня 2018 г. по 28 июня 2018 г.

4. Порядок выполнения и представления в государственную экзаменационную комиссию дипломных проектов

4.1 Примерная тематика и порядок утверждения тем дипломных проектов

4.1.1 Примерная тематика дипломных проектов разрабатывается преподавателями колледжа совместно со специалистами предприятий и организаций, рассматривается на заседании цикловой методической комиссии. Темы дипломных проектов должны соответствовать содержанию одного или нескольких профессиональных модулей.

Студенту предоставляется право выбора темы дипломного проекта, вплоть до предложения своей темы с необходимым обоснованием целесообразности ее разработки. Примерный перечень тем дипломных проектов представлен в приложении.

4.1.2 Приказом директора на основании решения цикловой методической комиссии каждому студенту, выполняющему дипломный проект, назначается руководитель. Назначение руководителя осуществляется одновременно с закреплением темы дипломного проекта за студентом и оформляется одним приказом. По некоторым разделам дипломного проекта могут быть назначены консультанты.

4.1.3 После утверждения тем дипломных проектов руководители дипломных проектов разрабатывают индивидуальные задания. Задания на дипломный проект подписываются руководителем работы и утверждаются заместителем директора по учебной работе.

4.1.4 Задания на дипломный проект выдаются студентам не позднее, чем за две недели до начала преддипломной практики.

4.1.5 Выдача заданий на выполнение дипломного проекта осуществляется на консультации, в ходе которой разъясняются назначение, цели и задачи, структура, объем работы, принципы разработки и требования

к оформлению, примерное распределение времени на выполнение отдельных частей дипломного проекта. На консультации студентам выдаются методические рекомендации по выполнению дипломного проекта.

4.1.6 Выполнение дипломного проекта осуществляется в соответствии с графиком, в котором отражаются этапы выполнения работы.

4.1.7 Консультирование (индивидуальное и групповое) осуществляется в соответствии с расписанием.

4.2. Структура дипломного проекта и требования к ее содержанию

4.2.1 Дипломный проект состоит из пояснительной записки и графической части. Выполнение пояснительной записки должно соответствовать ГОСТ 2.105-95. Порядок расположения документов дипломного проекта в подшивке:

- титульный лист;
- реферат;
- задание;
- отзыв;
- рецензия;
- содержание (оглавление);
- основной материал пояснительной записки;
- список использованных источников;
- приложения (при необходимости).

4.2.2 Текстовый документ должен в краткой и четкой форме раскрывать замысел проекта, содержать описание методов исследования и (или) расчетов, описание проведенных экспериментов, принципа работы механизмов, последовательность технологических операций, анализ результатов и выводы по ним, технико-экономическое сравнение рассматриваемых вариантов решений. Как правило, текст должен сопровождаться иллюстрациями (графиками, эскизами, схемами и т. п.).

4.2.3 Реферат должен содержать:

– сведения о количестве листов (страниц), количество иллюстраций, таблиц, не используемых источников, приложений, листов графического материала;

- перечень ключевых слов;
- текст реферата.

Текст реферата должен отражать:

- объект разработки;
- цель проекта;
- методы и оборудование;
- полученные результаты и их новизну;
- основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики;
- степень внедрения;
- рекомендации по внедрению или итоги внедрения работы;

- область применения;
- экономическую эффективность или значимость работы;
- прогнозные предположения о развитии разработки;
- дополнительные требования.

4.2.4 Содержание основной части проекта должно отвечать заданию (ТЗ) и требованиям, изложенным в методических указаниях соответствующей цикловой комиссии.

4.2.5 Графический раздел пояснительной записки дипломных проектов должен содержать перечень выполненных чертежей, спецификаций и экспликаций.

4.2.6 Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненного проекта, оценку полноты решения поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию результатов работы, ее экономическую, научную, социальную значимость.

4.2.7. Объем дипломного проекта должен составлять 60-80 страниц машинописного текста (требования к содержанию, оформлению, структуре дипломного проекта представлены в методических указаниях). Список использованной литературы должен включать не менее 15 источников (требования к оформлению библиографического списка представлены в методических указаниях).

4.3. Порядок выполнения и представления в государственную экзаменационную комиссию дипломного проекта

4.3.1 Не позднее, чем за две недели до проведения процедуры защиты проводится предварительная защита дипломных проектов.

4.3.2 На предварительной защите дипломных проектов студент представляет доклад, отражающий основное содержание работы; руководитель характеризует деятельность студента по выполнению работы; преподаватели цикловой методической и студенты учебной группы задают вопросы по содержанию работы; присутствующие могут принять участие в обсуждении работы. По итогам обсуждения студенту выдаются рекомендации по улучшению содержания работы.

4.3.3 Дипломные проекты подлежат обязательному рецензированию с привлечением специалистов предприятий, организаций, учреждений, являющихся потребителями кадров данной специальности, или преподавателей другой образовательной организации.

4.3.4 Рецензенты выпускных квалификационных работ назначаются приказом директора колледжа.

4.3.5 Рецензент оценивает дипломный проект по форме и по содержанию. В рецензии отражаются следующие вопросы:

- актуальность темы дипломного проекта;
- степень и полнота соответствия собранных материалов цели и задачам исследования;

- качество обработки материала;
- соответствие содержания и оформления работы предъявляемым требованиям;
- обоснованность сделанных выводов и предложений;
- конкретные замечания по содержанию, выводам, рекомендациям, оформлению дипломного проекта с указанием разделов и страниц;
- рекомендации по оценке дипломного проекта.

4.3.6 Рецензия подписывается рецензентом с указанием ФИО, места работы, должности, даты. Рецензия заверяется печатью учреждения, в котором работает рецензент.

4.3.7 Внесение изменений в дипломный проект, после получения рецензии не допускается.

4.3.8 Законченный и оформленный дипломный проект подписывается студентом, руководителем, консультантами, рецензентом и вместе с отзывом руководителя и рецензией представляется заместителю директора по учебной работе, который решает вопрос о допуске студента к защите.

4.3.9 Дипломный проект должна быть полностью закончен, оформлен и представлен секретарю ГЭК за 3 дня до защиты.

4.4 Порядок защиты дипломных проектов

4.4.1 Защита дипломного проекта включает следующие моменты:

- представление секретарем ГЭК студента членам комиссии;
- доклад студента с использованием наглядных материалов и компьютерной техники об основных результатах дипломного проекта (не более 15 минут);
- вопросы членов ГЭК после доклада студента;
- ответы студента на заданные вопросы;
- представления отзыва руководителя на дипломный проект;
- заслушивание рецензии;
- ответы дипломника на замечания рецензента.

4.4.2 Продолжительность защиты одного дипломного проекта, как правило, не должна превышать 45 минут.

4.4.3 Государственная экзаменационная комиссия присваивает квалификацию и выставляет итоговую оценку по результатам выступления дипломника.

4.4.4 Государственная экзаменационная комиссия оценивает дипломный проект исходя из:

- устного доклада студента;
- ответов на вопросы, задаваемые членами государственной экзаменационной комиссии;
- отзыва руководителя;
- отзыва рецензента;

4.4.5 В день защиты после закрытого заседания государственной экзаменационной комиссии и оформления протокола заседания по защите дипломного проекта студентам объявляются результаты.

4.4.6 Лицам, не проходившим государственной итоговой аттестации по уважительной причине, предоставляется возможность пройти государственную итоговую аттестацию в установленные колледжем сроки, но не позднее четырех месяцев после подачи заявления.

4.4.7 Обучающиеся, не прошедшие государственной итоговой аттестации или получившие на государственной итоговой аттестации неудовлетворительные результаты, проходят государственную итоговую аттестацию не ранее чем через шесть месяцев после прохождения государственной итоговой аттестации впервые.

4.5 Критерии выставления оценок на основе выполнения и защиты дипломного проекта

4.5.1 «Отлично» выставляется за следующий дипломный проект:

- работа носит исследовательский характер, содержит грамотно изложенную теоретическую базу, глубокий анализ проблемы, критический разбор деятельности предприятия (организации), характеризуется логичным, последовательным изложением материала с соответствующими выводами и обоснованными предложениями;

- имеет положительные отзывы руководителя и рецензента;

- при защите работы студент показывает глубокие знания вопросов темы, свободно оперирует данными исследования, вносит обоснованные предложения по улучшению положения предприятия (организации), эффективному использованию ресурсов, а во время доклада использует наглядные пособия (таблицы, схемы, графики и т. п.) или раздаточный материал, легко отвечает на поставленные вопросы.

4.5.2 «Хорошо» выставляется за следующий дипломный проект:

- работа носит исследовательский характер, содержит грамотно изложенную теоретическую базу, достаточно подробный анализ проблемы и критический разбор деятельности предприятия (организации), характеризуется последовательным изложением материала с соответствующими выводами, однако с не вполне обоснованными предложениями;

- имеет положительный отзыв руководителя и рецензента;

- при защите студент показывает знания вопросов темы, оперирует данными исследования, вносит предложения по улучшению деятельности предприятия (организации), эффективному использованию ресурсов, во время доклада использует наглядные пособия (таблицы, схемы, графики и т. п.) или раздаточный материал, без особых затруднений отвечает на поставленные вопросы.

4.5.3 «Удовлетворительно» выставляется за следующий дипломный проект:

– носит исследовательский характер, содержит теоретическую главу, базируется на практическом материале, но отличается поверхностным анализом и недостаточно критическим разбором деятельности предприятия (организации), в ней просматривается непоследовательность изложения материала, представлены необоснованные предложения;

– в отзывах руководителя и рецензента имеются замечания по содержанию работы и методике анализа;

– при защите студент проявляет неуверенность, показывает слабое знание вопросов темы, не дает полного, аргументированного ответа на заданные вопросы.

4.5.4 «Неудовлетворительно» выставляется за следующий дипломный проект:

– не носит исследовательского характера, не содержит анализа и практического разбора деятельности предприятия (организации), не отвечает требованиям, изложенным в методических указаниях;

– не имеет выводов либо они носят декларативный характер;

– в отзывах руководителя и рецензента имеются существенные критические замечания;

– при защите студент затрудняется отвечать на поставленные вопросы по теме, не знает теории вопроса, при ответе допускает существенные ошибки, к защите не подготовлены наглядные пособия или раздаточный материал.

4.6 Порядок проведения государственного экзамена в форме демонстрационного экзамена в рамках государственной итоговой аттестации

4.6.1 Государственный экзамен в форме демонстрационного экзамена в рамках государственной итоговой аттестации организуется и проводится с учетом требований стандартов WorldSkills по компетенции «Добыча нефти и газа».

4.6.2 Демонстрационный экзамен в рамках государственной итоговой аттестации проводится за счет объема времени, отведенного на государственную итоговую аттестацию выпускников.

4.6.3 Для проведения демонстрационного экзамена своевременно подготавливаются машины, оборудование, рабочие места, материалы, заготовки, инструменты, приспособления, документация, обеспечивается соблюдение норм и правил охраны труда. Обучающемуся сообщаются порядок и условия выполнения работы, выдается необходимая техническая документация (чертежи, технологические карты, монтажные схемы, технические требования к предстоящей работе и т.п.).

4.6.4 При проведении демонстрационного экзамена государственной экзаменационной комиссии представляются следующие документы:

- приказ о составе государственной экзаменационной комиссии по образовательной программе
- программа государственной итоговой аттестации;
- приказ о допуске обучающихся к государственной итоговой аттестации;
- зачетные книжки выпускников;
- протокол заседания государственной экзаменационной комиссии;
- таблица перевода результатов демонстрационного экзамена в пятибалльную систему оценок

4.6.5 Результаты демонстрационного экзамена определяются оценками «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно» в соответствии со схемой начисления баллов за выполнение задания и шкалой перевода результатов в пятибалльную систему оценок.

4.6.6 По результатам демонстрационного экзамена оформляется в установленном порядке протокол заседания государственной экзаменационной комиссии.

4.6.7 Задания, критерии их оценивания, продолжительность демонстрационного экзамена представлены в приложении 1.

Задания для государственного экзамена в форме демонстрационного экзамена

Особенности проведения демонстрационного экзамена

Общее количество модулей	4
Количество модулей для одного студента	4
Время выполнения модулей	6 академических часов
Максимальное время выполнения	6 академических часов
Общее максимальное количество баллов за выполнение задания одним студентом, распределяемое между модулями	100 баллов

Соответствие модулей задания запланированным результатам образовательной программы

Запланированные результаты образовательной программы	Модули
Вид деятельности:	Модуль А. Обслуживание скважины, эксплуатируемой установкой штангового глубинного насоса (УШГН)
ПК 1.2 Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин.	
ПК 1.4 Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин.	
ПК 2.2 Производить техническое обслуживание нефтегазопромыслового оборудования.	
ПК 2.3 Осуществлять контроль за работой наземного и скважинного оборудования на стадии эксплуатации.	
ПК 2.4 Осуществлять текущий и плановый ремонт нефтегазопромыслового оборудования	
ПК 2.5 Оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования.	
ПК 4.2 Измерять уровни жидкости в скважине с помощью эхолота и волномера, проследивать восстановление (падение) уровня жидкости;	
ПК 4.4 Определять результаты исследовательских работ	
ПК 5.1 Снимать параметры по контрольно-измерительным приборам	
ПК 5.2 Проводить замеры параметров работы скважин;	
ПК 5.3 Проводить отбор и анализ проб воздушной среды;	
ПК 5.4 Осуществлять подготовку инструмента и материалов к работе по обслуживанию промыслового оборудования	
ПК 5.5 Обслуживать оборудование скважины, трубопроводной арматуры	
ПК 5.8 Обслуживать и поддерживать технологический	

режим работы скважины механизированной добычи с наземными приводами насосов	
ПК1.2 Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин.	Модуль В Обслуживание скважины, эксплуатируемой УЭЦН
ПК2.2 Производить техническое обслуживание нефтегазопромыслового оборудования.	
ПК 2.3 Осуществлять контроль за работой наземного и скважинного оборудования на стадии эксплуатации.	
ПК 2.5. Оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования.	
ПК 5.1 Снимать параметры по контрольно-измерительным приборам	
ПК 5.2 Проводить замеры параметров работы скважин;	
ПК 5.3 Проводить отбор и анализ проб воздушной среды;	
ПК 5.5. Обслуживать оборудование скважины, трубопроводной арматуры	
ПК 5.7 Обслуживать и поддерживать технологический режим работы скважины механизированной добычи с погружным приводом насосов	
ПК 2.2 Производить техническое обслуживание нефтегазопромыслового оборудования.	Модуль «С» Обслуживание АГЗУ
ПК 2.4 Осуществлять текущий и плановый ремонт нефтегазопромыслового оборудования	
ПК 2.5 Оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования.	
ПК 5.1 Снимать параметры по контрольно-измерительным приборам	
ПК 5.3 Проводить отбор и анализ проб воздушной среды;	
ПК 5.4 Осуществлять подготовку инструмента и материалов к работе по обслуживанию промыслового оборудования	
ПК 5.5 Обслуживать оборудование скважины, трубопроводной арматуры	
ПК 5.10 Обслуживать и поддерживать технологический режим работы оборудования, вести учет количества и качества добываемых флюидов	
ПК 2.2 Производить техническое обслуживание нефтегазопромыслового оборудования.	Модуль «D» Обслуживание оборудования скважины, трубопроводной арматуры
ПК 2.4 Осуществлять текущий и плановый ремонт нефтегазопромыслового оборудования	
ПК 2.5 Оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования.	
ПК 5.3 Проводить отбор и анализ проб воздушной среды;	
ПК 5.4 Осуществлять подготовку инструмента и материалов к работе по обслуживанию промыслового оборудования	
ПК 5.5 Обслуживать оборудование скважины, трубопроводной арматуры	

Таблица перевода результатов демонстрационного экзамена в пятибалльную систему оценок

Количество баллов	Оценка
0-55	неудовлетворительно
56-70	удовлетворительно
71-85	хорошо
86-100	отлично

Описание практических заданий по модулям

Модуль А. Обслуживание скважины, эксплуатируемой установкой штангового глубинного насоса (УШГН)

Задание:

1. Провести замер ГВС, с заполнением журнала.
2. Провести визуальный осмотр СК (выявить неисправности оборудования):
3. Подготовить инструмент на рабочем месте.
4. Остановить СК.
5. Сменить приводные ремни.
6. Проверить масло в редукторе.
7. Сменить уплотнения ПФ-270 СУСГ2а (верхняя камера)
8. Убрать рабочее место.
9. Пуск СК.
10. Определить подачу на скважине (методом опрессовки, путем закрытия и открытия линейной задвижки на трубопроводе)
11. С исходного места участник готовит прибор(ГЕОСТАР-111, МИКОН-101) к работе
12. Проверить (по манометру) давления на отрезке между затрубной задвижкой и заглушкой.
13. Стравить (имитация) избыточное давление через манометрический вентиль.
14. Снять заглушку на патрубке.
15. Установить волномер.
16. Соединить волномер с блоком регистрации.
17. Открыть затрубную задвижку.
18. Ввод параметров: номер скважины, код цеха, код месторождения, оператор, организация, вид исследования.(Индивидуально по заданию).
Замер динамического уровня (2 эхограммы с записью в память блока)

Дополнительная информация (дополнительные материалы для использования) для работы:

Требования к продукту, технологии выполнения задания (техническое задание)

Оборудование и расходные материалы по модулю

Необходимое оборудование и расходные материалы	Количество
Станок качалка: СК ПШГН-4	1
Прибор «ГЕОСТАР-111», «МИКОН-101»	1
Газоанализатор	1
Рожковый ключ 24x27	1
Табличка «Не включать! Работают люди»	1
Приспособление для натяжки ремней	1
Крючок для извлечения манжетов	1
Манжеты (для СУСГа)	4
Литол	1
Зажим	1
Ветошь	1 м ²
Отвес	1
Напильник	1

Критерии оценки

№ п/п	Критерий	Оценка выполнения операции (баллы)
1	Подготовка рабочего места	
1.1	Участник устанавливает знак «Опасная зона»	0.5
1.2	Замер ГВС (с частичной имитацией)	1.0
1.3	Заполнение журнала контроля ГВС	1.0
1.4	Перед остановкой СК с обеих сторон проверить	
1.4.1	Визуальный осмотр:	
	-заземления рамы СК к кондуктору	0.5
	-заземления площадки обслуживания	0.5
	-заземления электродвигателя	0.5
	-заземления СУ	0.5
1.4.2	Визуальный осмотр тормозных колодок	0.5
1.4.3	Проверка состояния:	
	-ступеней	0.1
	-лестницы	0.2
	-перил	0.2
	-площадки СУ	0.2
1.4.4	Визуальный осмотр тормозного устройства (проверка его вращением)	0.4
1.5	Остановить СК	
1.5.1	Остановить СК в обычных рукавицах (но иметь диэлектрические перчатки в наличии на рабочем месте)	0.5
1.5.2	Проверить исправность тормозного узла и установить на тормоз (кривошипам вниз)	0.5
1.5.3	Вывесить плакат « Не включать! Работают люди!»	0.5

1.6	Возвращается на исходную позицию	0.1
1.7	Подготавливает инструмент на рабочем месте (на приустьевом столике)	0.5
1.8	Пуск СК	
1.8.1	Перед запуском СК проверить отсутствие посторонних лиц в рабочей зоне, убедиться , что ограждения установлены и на движущихся частях нет посторонних предметов	0.2
1.8.2	Дать команду голосом «Внимание! Пуск СК!»	0.1
1.8.3	Убрать аншлаг« Не включать! Работают люди!»	0.1
1.9	При работающем СК с обеих сторон проверить:	
1.9.1.	-визуально и на слух наличие вибрации и необычных шумов и предположительный их источник	0.2
1.9.2	- наличие утечек запорной и регулирующей арматуры	0.1
1.9.3	Исправность манометра:	
	-наличие пломбы или штампа	0.1
	-срок поверки (истек срок поверки или нет)	0.2
	-стрелка манометра при снятии давления должна возвращаться к нулевой отметке шкалы	0.2
	-разбито стекло или имеются другие повреждения	0.1
	-наличие красной метки максимального рабочего давления	0.1
1.9.4	Наличие стрелки на трубопроводе направления движения нефтесодержащей жидкости	0.1
1.9.5	Наличие заглушки на пробоотборном кране	0.1
1.9.6	Наличие положения на задвижках открыто-закрыто	0.1
1.9.7	- канатную подвеску на предмет скручивания и траектории каната в головке балансира	0.1
1.9.8	-отсутствие касания верхнего конца устьевого штока о головку балансира	0.2
1.9.9.	- расстояние, между нижней траверсой подвески полированного штока с устьевым сальником при нижнем положении головки балансира, не должно быть менее 200 мм	0.2
1.9.10	- смещение полированного штока в сальниковом устройстве относительно устья скважины в двух плоскостях	0.5
1.9.11	Визуальный осмотр траверсы	0.1
1.9.12	Визуальный осмотр шатунов	0.1
1.9.13	Осмотр кривошипов	0.1
1.9.14	Осмотр балансира	0.1
1.9.15	Осмотр головки балансира	0.1
1.9.16	Осмотр пальцев	0.1
1.9.17.	Подшипник опорный	0.1
1.9.18	Подшипник подвесной	0.1
1.9.19	Осмотр ограждения шатунно-кривошипного механизма	0.1
1.9.20.	Осмотр фундамента	0.1
1.9.21	Осмотр рамы	0.1
1.9.22.	Осмотр стойки	0.1
1.9.23	Визуальный осмотр крепления редуктора	0.2
2	Выполнение практического задания	

2.1	Остановка СК	
2.2	Остановить СК в обычных рукавицах (но иметь диэлектрические перчатки в наличии на рабочем месте)	0.2
2.3	Проверить исправность тормозного узла и установить на тормоз (кривошипамии вниз)	0.3
2.4	Вывесить плакат « Не включать! Работают люди!»	0.2
2.5	Снять ограждение площадки обслуживания электродвигателя	0.1
2.6	Проверить электродвигатель на нагрев	0.2
2.7	Наличие стрелки вращения электродвигателя	0.1
2.8	Проверить состояние ограждение шкивов и убрать кожух шкива электродвигателя	0.2
3	Смена приводных ремней	
3.1	Ослабить натяжение ремней	0.3
3.2	Снять комплект ремней, заменить на новые	1.0
3.3	Проверить длину ремней	0.5
3.4	Проверить состояние шкивов	0.5
3.5	Смонтировать комплект ремней (6 шт)	1.5
3.6	Определить соосность шкивов	0.3
3.7	Отрегулировать натяжение ремней	0.3
3.8	Установить кожух	0.5
3.9	Проверить масло в редукторе	0.5
3.10	Установить ограждение площадки электродвигателя	0.5
4	Смена уплотнения ПФ-270 СУСГ2а (верхняя камера)	
4.1	Поджать уплотнения в нижней камере СУСГ2а	1.0
4.2	Медленно открывать верхнюю камеру СУСГа (1,5-2,0 витка, с целью определения герметичности нижнего сальника)	0.5
4.3	Зафиксировать грунд-буксу верхней камеры СУСГа на полированном штоке	0.2
4.4	Определить изношенность втулки	0.2
4.5	Заменить уплотнение (весь комплект сальников) на новые	1.0
4.6	Угол разреза сальников не более 45градусов	0.5
4.7	Сальники устанавливаются со смещением относительно разрезов	1.0
4.6	Собрать СУСГ	0.3
4.7	Ослабить уплотнение в нижней камере	0.5
4.8	Проверить полировку на предмет заусениц	0.3
5	Убрать рабочее место	0.1
6	Пуск СК	
6.1	Перед запуском СК проверить отсутствие посторонних лиц в рабочей зоне	0.5
6.2	Убедиться, что ограждения установлены и движущихся частях нет посторонних предметов	0.3
6.3	Дать команду голосом «Внимание! Пуск СК!»	0.2
6.4	Произвести включение СК в обычных рукавицах	0.1
6.5	Убрать аншлаг« Не включать! Работают люди!»	0.2
7	Определить подачу на скважине с полным закрытием-открытием задвижки и контролем по манометру.	1.0
8	Возвращается на исходное место	0.1
9	Исследование скважины (отбивка статического уровня)	

9.1	Участник осматривает оборудование, готовит прибор (ГЕОСТАР-111, МИКОН-101) к работе	1.0
9.2	Проверить (по манометру) давления на отрезке между затрубной задвижкой и заглушкой	0.5
9.3	Стравить (имитация) избыточное давление через манометрический вентиль	0.5
9.4	Снять заглушку на патрубке	0.2
9.5	Установить волномер	1.0
9.6	Соединить волномер с блоком регистрации	1.0
9.7	Открыть затрубную задвижку	0.5
9.8	Ввод параметров: номер скважины, код цеха, код месторождения, оператор, организация, вид исследования (Индивидуально по заданию)	2.0
9.9	Замер динамического уровня (2 эхограммы с записью в память блока регистрации) далее «БР»	2.0
9.10	Закрыть затрубную задвижку, стравить избыточное давление (при наличии)	0.5
9.11	Произвести демонтаж волномера	0.3
9.12	Установить заглушку на патрубок затрубной задвижки	0.3
9.13	Убрать рабочее место, уложить прибор в транспортное состояние	0.5
9.14	Выдача результата замера с записью в журнале	1.0
9.15	Убрать с территории куста инструмент, знак «Опасная зона»	0.4
9.16	Доклад «задание выполнено» с поднятием руки	0.3
	Итого	40

Модуль В Обслуживание скважины, эксплуатируемой УЭЦН

Задание:

1. Провести визуальный осмотр наземного оборудования (выявить неисправности оборудования)
2. Провести запуск-остановку УЭЦН.
3. Установить заданные параметры работы УЭЦН.
4. Провести очистку лифта НКТ от АСПО с помощью скребка.
5. Остановить УЭЦН.

Необходимое оборудование и расходные материалы	Количество
газоанализатор.	1
ПАДУ-3	1
СУ «Борец-04»	1
Трансформатор ТМПН -160/3-УХЛ 1	1
Арматура КУ	1

Критерии оценки

№ п/п	Критерий	Макс балл
-------	----------	-----------

1	Подготовка рабочего места	
1.1	Замер ГВС	1.0
1.2	Заполнение журнала контроля ГВС	0.5
2	Осмотр оборудования	
2.1	При осмотре оборудования проверить:	
2.2	состояние сальниковых уплотнений запорной арматуры	0.5
2.3	фланцевых соединений	0.5
2.4	крепеза	0.5
2.5	наличие утечек	0.5
2.6	пропуска газа в кабельном вводе	0.5
3	Состояние заземляющего устройства:	
3.1	СУ	2.0
3.2	трансформатора	2.0
3.3	клемной коробки	2.0
3.4	состояние силикогели трансформатора (цвет синий)	2.0
3.5	состояние приборов КИП и А	
3.6	состояние манометра	0.5
3.7	наличие пломб или штампов на манометрах	0.5
3.8	срок поверки	1.0
3.9	наличие меток предельного давления на манометрах	0.5
2.3	наличие обозначения направления жидкости	0.5
2.4	Убрать табличку «Не включать! Работают люди»	0.2
	Выполнение практического задания	
3	Запуск УЭЦН:	
3.1	открыть задвижки фонтанной арматуры и нефтепровода(3 задвижки)	1.0
3.2	установить переключатель режима работы установки в «ручной»	0.5
3.3	включить переключатель напряжения в цепи управления и защиты	0.5
3.4	нажать на кнопку «ПУСК»	0.2
3.5	установить переключатель режима работы установки «автоматический»	1.0
3.6	снять показание приборов в СУ	0.5
3.7	записать в журнал	0.5
3.8	изменить частоту работы ПЭД (по заданию)	2.0
3.9	записать изменение рабочих параметров	0.5
4.	Осмотр ПАДУ	
	При осмотре ПАДУ проверить:	
4.1	наличие заземления	1.0
4.2	откинуть защитный кожух ПАДУ	0.2
4.3	проверить масло в редукторе	0.5
4.4	откинуть защитный кожух барабана ПАДУ	0.2
4.5	проверить исправность ручного тормоза ПАДУ	1.0
5	Выполнить очистку НКТ при использовании ПАДУ	
5.1	открыть « лубрикаторную» задвижку	0.5
5.2	проверить сальниковое устройство на лубрикаторе	0.5
5.3	откинуть « собачку» храпового механизма в нейтральное положение	0.5
5.4	опустить скребок на заданную глубину при помощи тормозного устройства (глубина спуска задана меткой на скребковой	1.0

	проволоке)	
5.5	поставить «собачку» храпового механизма в рабочее положение	0.5
5.6	включить лебедку на подъем (при входе скребка в индукционную катушку электродвигатель отключится)	0.2
5.7	установить ручку вращения барабана	0.2
5.8	вращением барабана вручную ввести скребок в лубрикатор	0.5
5.9	закрыть «лубрикаторную» задвижку	0.5
5.10	снять ручку вращения барабана	0.2
5.11	закрыть защитный кожух барабана ПАДУ	0.2
5.12	отключить ПАДУ	0.5
6	Остановка УЭЦН	
6.1	- установить переключатель режима работы установки в «ручной»	0.2
6.2	-выключить переключатель подачи напряжения в сети управления и защиты	0.2
6.3	- закрыть задвижки на нефтепроводе фонтанной арматуре и нефтепроводе	0.5
6.4	Установить табличку « Не включать! Работают люди»	0.1
	Доложить о выполнении задания.	0.1
	Итого	15

модуль «С»

Обслуживание АГЗУ

Задание:

1. Провести: замер ГВС, с заполнением журнала
2. Осмотр АГЗУ с наружи.
3. Осмотр АГЗУ внутри.
4. Осмотреть все запорную арматуру и прочие оборудование на предмет неисправности, Выявление неисправности:
 - проверить герметичность закрытых задвижек
 - пропуски (ПСМ) переключатель скважинный многоходовой
 - проверить исправность регулятора расхода жидкости
 - счётчика
 - газовой заслонки
 - пригодность к эксплуатации сепарационной и замерной емкости.

Необходимое оборудование и расходные материалы	Количество
Автоматизированная групповая замерная установка: АГЗУ Б-40	1
газоанализатор.	1
технические манометры.	1

Критерии оценки

№ п/п	Критерий оценки	Макс балл
1	Подготовка рабочего места	
1.1	При осмотре АГЗУ снаружи:	
1.2	- состояние оборудования и коммуникаций, отсутствие утечек	0.2
1.3	- наличие обозначения направления жидкости	0.2
2	состояние заземляющего устройства:	
2.1	- вентилятора	0.2
2.2	- помещения технологии	0.2
2.3	- будки КИПиА	0.2
3	Перед входом в помещение установки включить вентилятор, озвучить время работы вентиляционной системы 10-15 минут, выключить вентилятор	0.5
4.1	Произвести замер ГВС (в двух точках-при входе на уровне дыхания и у замерной емкости), результаты озвучить	0.5
4.2	- записать в журнал	0.5
5	При осмотре АГЗУ внутри проверить:	
5.1	- состояние сальниковых уплотнений запорной арматуры, фланцевых соединений, отсутствие утечек в них	0.1
5.2	- крепеж	0.1
6.1	Направление положения на задвижках «открыто-закрыто»	0.1
6.2	- наличие табличек: на сосуде (озвучить техническое состояние и возможность применения оборудования)	0.5
6.3	- на СППК (предохранительный клапан)	0.5
6.4	- наличие пломб на клапане	0.5
7	состояние приборов КИП и А:	
7.1	- наличие пломб или штампов на манометрах	0.5
7.2	Срок поверки	
7.3	- наличие меток предельного давления на манометрах	0.3
7.4	- наличие заземление приборов КИП и А (электроконтактные манометры)	0.5
8.1	Наличие заземления электродвигателя гидропривода	0.5
8.2	- наличие схемы АГЗУ	0.1
8.3	- наличие обозначения направления жидкости	0.2
8.4	- наличие технологического регламента	0.1
9.1	Проверка исправности предохранительного клапана сосуда, работающего под давлением, путем его «подрыва»	0.5
10	Выявление неисправностей	
	проверка исправности газовой заслонки и ПСМ (переключатель скважин многоходовой)	
10.1	Проверить лёгкость хода оси газовой заслонки путем смещение оси поплавка, в процессе наполнения замерной емкости жидкостью рычаг оси поплавка двигает газовую заслонку на закрывания.	1.0
10.2	В момент закрытия газовой заслонки давление в сепарационной емкости будет повышаться на 1-1,5 атмосферы от рабочего.	0.7
10.3	Одновременно с ростом давления в сепарационной ёмкости определить герметичность газовой заслонки и ПСМ, при нарушенной герметичности газовой заслонки и ПСМ появляется характерный звук пропуска жидкости и газа	0.7

10.4	Проверка регулятора расхода жидкости и счетчика TOP	1.0
10.5	Если при герметично закрытой газовой заслонки давление в сепарационной емкости АГЗУ повышается, а стрелка счётчика начинает двигаться, то регулятор жидкости не исправен, то есть пропускает клапан. (При герметично закрытой газовой заслонки и исправной работе регулятора расхода жидкости, давление в сепарационной емкости АГЗУ начинает повышаться. При достижения давления в сепарационной емкости выше рабочего на 1-1,5 атмосферы, клапан регулятора движения жидкости рассчитанный на данный перепад давления открывается и происходит слив жидкости в напорный нефтепровод)	1.5
10.6	В процессе слива жидкости	
10.7	из замерной емкости стрелка счётчика должна двигаться. Если стрелка в процессе слива не двигается, то счётчик неисправен В процессе слива жидкости уровень замерной емкости снижается в результате рычаг оси поплавка двигает заслонку на открывание в этот момент начинается стравливание газа из сепарационной емкости в сепаратор, данный процесс сопровождается характерным звуком	1.0
10.8	Когда давление в сепарационной емкости достигает рабочего регулятор должен закрыться, данный процесс можно услышать по характерному стуку регулятора расхода жидкости, стрелка счетчика перестает двигаться, если этого не произошло то регулятор завис в среднем состоянии	0.5
10.9	Если регулятор закрылся то начинается следующий цикл работы	0.1
11	Выполнение практического задания	
11.1	Перевод отвода (по заданию) на байпасную линию	0.3
11.2	Перевод с байпаса	0.3
11.3	Выключить гидропривод	0.2
11.4	Вывесить аншлаг « Не включать! Работают люди!»	0.2
11.5	Провести ручной замер дебита одной скважины, через один отвод от исходного, путем переключения ПСМ (производится при выключенном гидроприводе). По заданию.	0.5
11.6	Убрать аншлаг (Не включать! Работают люди!)	0.1
11.7	Включить гидропривод.	0.5
11.8	Подготовка АГЗУ к техническому обслуживанию	
11.9	Перевести АГЗУ в ручной режим	0.5
11.10	Переключить отвод с наибольшим дебитом на ручной режим (по заданию)	0.5
11.11	Отсоединить тягу и отсоединить газовую заслонку в положение закрыто	0.5
11.12	Опорожнить замерной буллит выдавливанием газа в напорный нефтепровод Показателем полного выдавливания жидкости является положение поплавка на дне замерного буллита	1.0
11.13	Перевести работу АГЗУ по байпасной линии: для этого поочередно открыть байпасные задвижки действующих отводов.	1.0
11.14	Приоткрыть байпасную напорную задвижку	0.1
11.15	Поочередно закрыть задвижки действующих отводов на ПСМ.	0.5
11.16	Закрыть напорную задвижку АГЗУ	0.4
11.17	Закрыть задвижку на сепарационную емкость	0.4

	закрывать задвижку после счётчика,.	0.5
11.18	Произвести стравливание давления в замерном буллите путем открытия вентиля в газовую линию в атмосферу, контроль за слежение давления следить по манометру	1.0
11.19	Установить ПСМ в ручном режиме между двумя соседними отводами	0.5
11.20	Приоткрыть задвижку ПСМ для стравливания давления остающегося в ПСМ и подходящих трубопроводах, переключая ПСМ по отводам, убедиться в герметичности посредством наблюдения по манометру, в случаи не герметичности задвижки, остановить скважину на данном отводе, стравить давление в нефтепроводе, заменить соответствующую задвижку или установить проглушку	1.0
11.21	Удостоверившись в герметичности всей отключенной системы аккуратно отвернуть манометр на сепараторе замерной емкости.	2.0
11.22	Обвязать ППУ с патрубком на месте манометра, открыть грязевую задвижку и произвести пропарку в течении 1,5-2 часов.(на каком расстоянии от ГЗУ устанавливаем ППУ ?)	0.5
11.23	Демонтировать пропарочную линию установить (как демонтируем?)	0.5
11.24	установить манометр на сепарационную емкость	0.5
11.25	закрывать грязевую задвижку.	0.5
12	Запуск АГЗУ в работу:	
12.1	Соединяем рычаг оси поплавка	0.5
	Поочередно открываем:	
12.2	Задвижку после регулятора расхода жидкости	0.5
12.3	Задвижку на сепарационную емкость	0.5
12.4	Напорную задвижку АГЗУ	0.5
12.5	Медленно и плавно открываем задвижки на ПСМ	0.5
12.6	Закрываем задвижки на байпасную линию	0.5
12.7	Закрываем напорную байпасную задвижку	0.5
12.8	Включаем гидропривод	0.5
12.9	Убрать аншлаг «Не включать! Работают люди!»	0.5
12.11	Доклад конкурсной комиссии «задание выполнено» с поднятием руки.	0.5
	Итого	30

Модуль «D» Обслуживание оборудования скважины, трубопроводной арматуры

Задание:

1. Подготовить инструмент на рабочем месте
2. Выполнить замену прокладки на задвижке
3. Выполнить замену сальниковой набивки
4. Собрать инструмент

Необходимое оборудование и расходные материалы	Количество
ЗКЛ-80*4	5
газоанализатор.	1
технические манометры.	2
Прокладочный материал	1м ²
Ключи 24*19	2

Критерии оценки

№ п/п	Порядок выполнения операций	Критерий оценки
1	Подготовка рабочего места	
1.1	Осмотр СИЗ	0.1
1.2	Замер ГВС (с частичной имитацией) на месте проведения работ	0.3
1.3	Заполнение журнала контроля ГВС. По результатам анализов сделать вывод о необходимости применения средств защиты органов дыхания (противогаза)	0.3
1.4	Приготовить: ветошь, слесарный инструмент, исключающий образование искр	0.1
1.5	Вырубить прокладку необходимого размера, соответствующую типоразмеру фланцевого соединения	0.2
1.6	Отключить задвижками участок трубопровода, на котором планируется проводить работы.	0.3
1.7	Снизить давление в трубопроводе до атмосферного	0.2
1.8	Убедиться по манометру в отсутствии давления в трубопроводе	0.1
2.0	Выполнение практического задания (индивидуально для каждого)	
2.1	Ослабление крепежа фланцевого соединения необходимо начинать с нижней шпильки и с противоположной стороны от работающего	0.1
2.2	Крепеж ослабить настолько, чтобы можно было разжать фланцевое соединение, но из отверстий не вынимать	0.1
2.4	Убедившись в отсутствии давления, снять крепеж с одной стороны фланцевого соединения	0.2
2.5	С помощью ножа из искробезопасного материала освободить прокладку от прилипания к соединительным выступам фланцев	0.1
2.6	Проверить состояние уплотнительных поверхностей фланцев, при необходимости зачистить их, не допуская образования искры	0.1
2.7	Взять новую прокладку и смазать литолом	0.1

2.8	Вставить новую прокладку между фланцами	0.1
2.9	Выровнять прокладку между фланцами так, чтобы она полностью перекрывала уплотнительные поверхности	0.2
2.9	Установить на место весь крепеж на фланцевом соединении	0.3
2.10	Обеспечить параллельность фланцев относительно друг друга	0.21
2.11	Произвести подтяжку крепежа «от руки»	0.1
2.12	Затяжка фланцевого соединения должна производиться постепенно, в несколько приемов «крест-накрест»	0.3
2.13	Подтянуть две диаметрально противоположные шпильки с помощью гаечных ключей	0.1
2.14	Подтянуть следующие две диаметрально противоположные шпильки, расположенные по отношению к первым крестообразно	0.1
2.15	Аналогично произвести затяжку всего крепежа так, чтобы резьбовая часть шпильки (болта) выступала за гайку на 3-4 витка резьбы	0.3
3	Заключительные работы	
3.1	Произвести осмотр фланцевого соединения	0.1
3.2	Убрать инструмент и использованный прокладочный материал, привести в порядок рабочее место, убрать замазученность	0.1
3.3	При необходимости, опрессовать фланцевое соединение путем открытия запорной арматуры на трубопроводе	0.2
3.4	Доложить ответственному руководителю о проделанной работе	0.1
3.5	Произвести запись о выполненных работах в вахтовый журнал	0.1
4	Смена сальников	
4.1	Открутить гайки крепления втулки сальника, отворачивая их попеременно	0.2
4.2	Отвести в стороны кронштейны крепления втулки сальника	0.2
4.3	При помощи монтировки, плавно, без ударов, покачивая поочередно с двух сторон, поднять втулку вверх по шпинделю (при необходимости, закрепить ее мягкой проволокой или веревкой)	0.3
4.4	Специальным крючком извлечь изношенную сальниковую набивку.	0.3
4.5	Определить необходимую длину окружности колец сальниковой набивки	0.2
4.6	Подготовить сальниковую набивку необходимой длины. Концы набивки должны иметь косой срез под углом 45 –	0.3

	65 град.	
4.7	Ввести кольца в сальниковое пространство по одному, причем так, чтобы их «замки» (срезы) располагались по отношению друг к другу под углом 120град.	0.5
4.8	Произвести уплотнение сальниковых колец при помощи втулки сальника	0.2
4.9	Установить на место втулку сальника	0.3
4.10	Установить на место кронштейны крепления втулки сальника	0.3
4.11	Подтянуть равномерно гайки крепления втулки сальника, не допуская ее перекоса	0.3
5.0	Заключительные работы	
5.1	Привести в порядок и убрать инструмент и материалы, применявшиеся для замены сальника	0.2
5.2	Убрать, при необходимости, разлившуюся жидкость и замазученность	0.3
5.3	Произвести запись о проделанной работе в вахтовом журнале	0.2
5.4	Доложить старшему по смене о проделанной работе и обнаруженных недостатках	0.3
6	Замена задвижки	
6.1	Ослабление крепежа фланцевого соединения необходимо начинать с нижней шпильки и с противоположной стороны от работающего	0.3
6.2	Крепеж ослабить настолько, чтобы можно было разжать фланцевое соединение, но из отверстий не вынимать	0.3
6.3	Убедившись в отсутствии давления, снять крепеж с фланцевых соединений и задвижку	0.3
6.4	С помощью ножа из искробезопасного материала освободить прокладки от прилипания к соединительным выступам фланцев	0.2
6.5	Проверить состояние уплотнительных поверхностей фланцев, при необходимости зачистить их, не допуская б.образования искр	0.1
6.7	Поставить новую задвижку	0.1
6.8	Закрепить задвижку так , чтобы была возможность поставить межфланцевые прокладки	0.3
6.9	Взять новые прокладки и смазать литолом	0.2
6.10	Вставить новые прокладки между фланцами	0.3
6.11	Выровнять прокладки между фланцами так, чтобы полностью перекрывали уплотнительные поверхности	0.2

6.12	Установить на место весь крепеж на фланцевых соединениях	0.3
6.13	Обеспечить параллельность фланцев относительно друг друга	0.2
6.14	Произвести подтяжку крепежа «от руки»	0.3
6.15	Затяжка фланцевых соединений должна производиться постепенно, в несколько приемов «крест-накрест»	0.2
6.16	Подтянуть две диаметрально противоположные шпильки с помощью гаечных ключей	0.2
6.17	Подтянуть следующие две диаметрально противоположные шпильки, расположенные по отношению к первым крестообразно	0.2
6.18	Аналогично произвести затяжку всего крепежа так, чтобы резьбовая часть шпильки (болта) выступала за гайку на 3-4 витка резьбы	0.3
7	Заключительные работы	
7.1	Произвести осмотр фланцевых соединений	0.1
7.2	Убрать инструмент и использованный прокладочный материал, привести в порядок рабочее место, убрать замазученность	0.2
7.3	При необходимости, опрессовать фланцевое соединение путем открытия запорной арматуры на трубопроводе	0.2
7.4	Доложить ответственному руководителю о проделанной работе	0.2
7.5	Произвести запись о выполненных работах в вахтовый журнал	0.1
8	Замена манометра (по заданию)	
8.1	Закрыть кран на манометре	0.1
8.2	Сравить давление, убедившись, что стрелка манометра на нуле)	0.2
8.3	Заменить на новый манометр (для герметизации соединения установить с лентой «фум»)	0.6
8.4	Подтяжку манометра производить ключем (во избежания поломки)	0.2
8.5	Открыть кран	0.1
8.6	Убедиться в отсутствии пропуска	0.1
8.7	Произвести запись о проделанной работе в вахтовом журнале	0.1
8.8	Доложить старшему по смене о проделанной работе и обнаруженных недостатках	0.1
	ИТОГО	15

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора
по учебной работе
_____ Э.Г.Николаев
« ____ » _____ 2017 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель ЦМК
_____ ФИО
« ____ » _____ 2017 г.

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора по практике
_____ Накаряков А.В.
« ____ » _____ 2017 г.

Приложение 2

**Примерная тематика дипломных проектов по специальности
21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

1. Анализ технологии первичного вскрытия и освоения добывающих и водонагнетательных скважин.
2. Анализ эффективности системы разработки конкретной залежи месторождения.
3. Анализ гидродинамических исследований по контролю за разработкой месторождения.
4. Анализ геофизических методов контроля за разработкой месторождений.
5. Анализ эффективности технологических исследований на конкретном месторождении.
6. Применение гидродинамических и промыслово-геофизических методов для оценки выработки пласта.
7. Анализ методов комплексного контроля за разработкой пласта и оценка эффективности системы заводнения.
8. Анализ методов контроля за эффективностью совместной работы пластов многопластовых объектов.
9. Анализ эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН, залежи

месторождения.

10. Анализ эксплуатации малодебитных скважин с применением ШСНУ.
11. Анализ эксплуатации малодебитных скважин с применением ЭЦНУ.
12. Оценка эффективности эксплуатации скважин с применением гидропоршневых насосных установок.
13. Оценка опыта эксплуатации скважин с применением винтовых погружных электронасосов.
14. Анализ применения наземных приводов УШГН, сравнительная характеристика ГП «Гейзер» и СК, предложения по выбору оптимального оборудования.
15. Анализ существующей системы заводнения месторождения, предложения по переводу системы ППД на подтоварную воду
16. Анализ эффективности применения установок ОРЭ, предложения по увеличению межремонтного периода
17. Анализ эффективности работы скребка типа УОК-НКТ на фонде скважин ЦДНГ (выбор ножей, проблема «подбрасывания» скребка и т.д.);
18. Анализ режима работы КСУ на УППН. Рекомендации по совершенствованию сепарации НСЖ в сырьевых КСУ.
19. Сравнительный анализ гидроприводов и механических приводов типа СК установок ШГН
20. Сравнительный анализ работы насосных станций систем поддержания пластового давления с применением отечественных насосных агрегатов и зарубежных типа Sulzer и его аналогов
21. Анализ пиррофорных отложений и способы борьбы с пиррофорными отложениями
22. Анализ надежности СУСГ. Рекомендации по совершенствованию конструкции СУСГ.
23. Изучение проблемы выделения конденсата в атмосферу при его заборе из конденсатосборников. Способ уменьшения выделения конденсата в атмосферу при его отборе из конденсатосборников автоцистерной с насосом (типа цистерна АКН-10).
24. Изучение проблемы утилизации конденсата. Предложения по его безопасной утилизации.
25. Оценка эффективности подготовки рабочего агента для закачки в пласт на месторождении, разработка мероприятий по улучшению качества подготовки воды.
26. Анализ методов борьбы с осложнениями при различных способах эксплуатации скважин.
27. Анализ эффективности способов борьбы с образованием АСПО при добыче нефти.
28. Анализ эффективности применения нагревательной кабельной линии для предупреждения образования АСПО на месторождении.
29. Анализ системы сбора и подготовки нефти месторождения (цеха, участка).

30. Анализ причин выхода в ремонт скважин, оборудованных ШСНУ.
31. Анализ причин выхода в ремонт ЭЦНУ.
32. Анализ эффективности капитальных ремонтов скважин.
33. Анализ эффективности от проведения перфорационных работ на скважинах конкретного месторождения.
34. Анализ эффективности технологий водоизоляционных работ в скважинах.
35. Анализ эффективности кислотных обработок ПЗП на месторождении.
36. Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении.
37. Анализ эффективности геолого-технологических мероприятий при разработке месторождения.
38. Анализ эффективности гидравлических разрывов пласта с целью интенсификации добычи нефти.
39. Анализ эффективности проводки вторых стволов скважин в условиях месторождения.
40. Анализ эффективности гидродинамических и волновых методов воздействия на ПЗП с целью интенсификации добычи нефти.
41. Анализ тепловых методов воздействия на ПЗП.
42. Анализ существующей системы ППД месторождения и проект мероприятий по её улучшению..
43. Анализ эффективности способов промысловой подготовки сточных вод для ППД.
44. Анализ эффективности эксплуатации водонагнетательных скважин.
45. Оценка эффективности работы по восстановлению приемистости водонагнетательных скважин на месторождении
46. Проектирование газлифтной эксплуатации скважин на месторождениях.
47. Разработка мероприятий по повышению качества подготовки нефти.
48. Разработка мероприятий по повышению эффективности работы ЭЦНУ при повышенном содержании в нефти свободного газа.
49. Разработка мероприятий по повышению эффективности способов освоения скважин после текущих подземных ремонтов.
50. Разработка по повышению эффективности эксплуатации малодебитных скважин.
51. Разработка мероприятий по повышению эффективности работы ШСНУ при добыче нефти с повышенным содержанием газа.
52. Разработка мероприятий по повышению эффективности подземных ремонтов скважин.
53. Проектирование проведения геолого-технических мероприятий на скважине месторождения.
54. Проектирование проведения гидроразрыва пласта на скважине месторождения.
55. Проектирование проведения работ по переходу на вышележащий объект скважины месторождения.
56. Проектирование проведения СКО с ДН-9010 на скважине

- месторождения.
57. Проектирование проводки второго ствола скважины в условиях месторождения.
 58. Реализация мероприятий по повышению эффективности разработки объекта с высоковязкой нефтью.
 59. Разработка мероприятий по усовершенствованию системы сбора и подготовки нефти на месторождении.
 60. Разработка мероприятий капитального ремонта скважин конкретного месторождения.
 61. Разработка мероприятий по повышению эффективности работы ШСНУ при повышенном содержании в нефти свободного газа на месторождении.
 62. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в скважинах, оборудованных ШСНУ, на месторождении.
 63. Разработка мероприятий по устранению (снижению) вредного влияния отложения солей на работу скважины и скважинного оборудования
 64. Разработка мероприятий по устранению (снижению) вредного влияния водонефтяных эмульсий на работу скважины и скважинного оборудования
 65. Разработка мероприятий по устранению (снижению) вредного влияния асфальтосмолопарафиновых отложений на работу скважины и скважинного оборудования
 66. Разработка мероприятий по устранению (снижению) вредного влияния коррозии скважинного оборудования на работу скважины
 67. Проектирование оптимальных условий организации предварительного сброса воды на месторождении.
 68. Анализ системы пожаротушения нефтепромысла, объекта
 69. Анализ эффективности системы азототушения возгораний печей нагрева нефти на примере нефтепромысла
 70. Анализ эффективности замены печей нагрева нефти на блок рекуператоров и теплообменников на примере нефтепромысла
 71. Анализ системы улавливания легких фракций на примере установки первичной подготовки нефти
 72. Анализ внедрения цифровых станций управления насосными агрегатами дожимных насосных станций нефтепромысла

