

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФГБОУ ВПО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М. С. ГУЦЕРИЕВА

**С.Ю. Борхович**  
**А.Я. Волков**

**Программы и методические рекомендации**  
**по организации практик студентов**

специальности 130503 (090600) «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Ижевск  
2012

УДК 622.27 (07)  
ББК 33.36 р 30  
Б 838

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ.

Рецензенты: доктор технических наук, профессор, академик РАЕН В.И. Кудинов,  
доктор геолого-минералогических наук, профессор В.А. Савельев

Борхович С.Ю., Волков А.Я.

Программы и методические рекомендации по организации практик студентов специальности 130503 (090600) «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2012. – ... с.

В настоящей работе изложено содержание и виды сквозной практики по принципу выделения главных факторов и возможности использования аналитических решений теоретических занятий в конкретных практических условиях разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Представлены основные формы и методы организации и руководства практикой, приведены формы отчетности по практике.

Программы переработаны в соответствии с требованиями Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования направление подготовки дипломированного специалиста 650700 «Нефтегазовое дело», утвержденного Министерством образования Российской Федерации 07.03.2000г.

Работа предназначена для преподавателей и студентов высшего профессионального образования нефтегазового профиля.

УДК 622.27 (07)  
ББК 33.36 р 30

© С.Ю. Борхович, А.Я. Волков, 2012  
© ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет», 2012

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения.....	4
2. Цели и задачи практики, её место в учебном процессе.....	4
3. Организация и руководство практикой .....	5
4. Содержание программы практики .....	6
5. Содержание отчетов по практике .....	12
6. Основные требования и правила оформления отчета по практике.....	14
7. Программа и график проверки прохождения практик студентами.....	23
8. Приложения .....	25
Приложение 1. Форма титульного листа отчета .....	25
Приложение 2. Вопросы к отчету по 1-й учебной практике .....	26
Приложение 3. Вопросы к отчету по 2-й учебной практике .....	27
Приложение 4. Вопросы к отчету по 1-й производственной практике для студентов, не работающих на должностях операторов, помощников бурового мастера или помощников мастера по добыче нефти.....	28
Приложение 5. Вопросы к отчету по 2-й производственной практике для студентов, не работающих на должностях операторов, помощников бурового мастера или помощников мастера по добыче нефти .....	29
Приложение 6. Вопросы к отчету по производственной практике для студентов, работающих операторами по добыче нефти .....	30
Приложение 7. Вопросы к отчету по производственной практике для студентов, работающих операторами подземного ремонта скважин .....	31
Приложение 8. Вопросы к отчету по производственной практике для студентов, работающих помощниками бурильщиков капитального ремонта скважин.....	32
Приложение 9. Вопросы к отчету по производственной практике для студентов, проходящих практику помощниками мастера по добыче нефти .....	34
Приложение 10. Вопросы к отчету по производственной практике для студентов, проходящих практику в качестве помощников бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ.....	35
Приложение 11. Примерный перечень основных вопросов к отчету по преддипломной практике студентов специальности 130503 (090600) в зависимости от темы дипломного проекта.....	36
Приложение 12. Форма дневника учебной практики.....	42
Приложение 13. Форма дневника производственной практики.....	45
Приложения 14 – 23. Таблицы для отчета по преддипломной практике .....	59

## **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1.1. Практика студентов образовательных учреждений высшего профессионального образования является составной частью основной образовательной программы высшего профессионального образования.

1.2. Требования к содержанию всех видов практик базируются на Государственном образовательном стандарте по направлению «Нефтегазовое дело» и типового Положения по практике, действующего в УдГУ.

1.3. Между отдельными видами практик должна соблюдаться определенная преемственность, это достигается соответствующим построением программ практик и последовательным закреплением теоретических знаний в процессе прохождения практики.

1.4. Продолжительность всех видов практики, сроки их проведения устанавливаются Рабочим учебным планом специальности 130503 (090600) «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

1.5. Программа практики может предусматривать сдачу квалификационных экзаменов с целью присвоения квалификационных разрядов студентам по профессии начального профессионального образования, если это отражено в соответствующем договоре между УдГУ и организацией, принимающей студентов (студента) на практику.

1.6. Данная работа является комплексной программой всех видов практик (сквозной практики) в Институте нефти и газа имени М.С. Гущериева УдГУ по специальности 130503 (090600) «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

1.7. В связи с постоянными изменениями организационно-правовых форм предприятий и организаций нефтяной и газовой промышленности, кафедры могут вносить на рассмотрение методического совета Института нефти и газа имени М.С. Гущериева изменения и дополнения к программам практик, отражающие реальные условия функционирования предприятий нефтегазового комплекса.

## **2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРАКТИКИ, ЕЕ МЕСТО В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ**

Основной целью сквозной практики студентов является приобретение навыков практической работы на производстве по выбранной специальности и закрепление знаний, полученных в процессе обучения в вузе.

Задачи практики включают получение и освоение одной из рабочих профессий по выбранной специальности; получение навыков практической работы в качестве стажера мастера и инженера; изучение технологии и организации работ, выполняемых при разработке нефтяных залежей, скважинной добыче нефти, сборе и подготовке продукции; получение навыков решения практических задач, связанных с регулированием и контролем режимов работы отдельных скважин и залежи в целом; приобретение навыков организации и управления производственными процессами в нефтегазодобывающих организациях.

Практики в учебном процессе подразделяются на три вида: учебные, производственные и преддипломную. В соответствии со сроками освоения учебной программы в Институте нефти и газа имени М.С. Гуцериева УдГУ, сквозная практика включает следующие виды практики:

1-я учебная – 1 курс, 4 недели

2-я учебная - 2 курс, 4 недели

1-я производственная – 3 курс, 4 недели

2-я производственная – 4 курс, 4 недели

преддипломная – 5 курс, 6 недель

Цель первой учебной практики – ознакомление с организацией нефтегазового производства, задачами, функционированием и технологическим оснащением основных звеньев этого производства.

Цель второй учебной практики – ознакомление с организационной структурой производственного объекта по профилю специальности, его техническим оснащением, спецификой выполняемых работ, технологическими процессами, входящими в производственный цикл.

Цель первой производственной практики – изучение инструкций по профессиям и видам работ конкретного производства, технических характеристик оборудования и обязанностей персонала по его эксплуатации и техническому обслуживанию, технологической документации по выполняемым видам работ.

Цель второй производственной практики – освоение практических навыков обслуживания и технической документации используемого оборудования, безопасных приемов выполнения технологических операций, порядка приема и сдачи смены (вахты) и документального их оформления.

Цель преддипломной практики – подготовить студента к решению организационно-технологических задач на производстве и к выполнению выпускной квалификационной работы.

### **3. ОРГАНИЗАЦИЯ И РУКОВОДСТВО ПРАКТИКОЙ**

Основные требования организации и руководству практикой должны соответствовать Положению по практике, действующему в УдГУ.

Форма прохождения практики – преимущественно работа на рабочих местах в одном из подразделений нефтяных компаний. За каждым студентом на рабочем месте закрепляется опытный наставник, а методическое руководство осуществляет преподаватель кафедры.

Место проведения преддипломной практики – нефтяная компания, научно-исследовательская организация и учреждение, где возможно изучение материалов, связанных с темой выпускной квалификационной работы.

Направление студентов на практику осуществляется в соответствии с договором, заключенным между университетом и предприятием и оформляется приказом по университету.

В приказ о направлении студентов на практику включаются все студенты с указанием конкретной организации прохождения практики. Место прохождения практики определяет кафедра в соответствии с заключенными договорами

или по гарантийным письмам от предприятий и организаций о приеме на соответствующую практику конкретных студентов, с последующим заключением договоров. В этом же приказе назначаются групповые и факультетский руководители практик.

Студентам-практикантам, работающим на рабочих местах и получающих заработную плату на общих основаниях, устанавливается сокращенная рабочая неделя с одним свободным днем для выполнения учебной части программы практики – прослушивания обзорных лекций, получения консультаций, проведения экскурсий на смежные объекты нефтедобычи, сбора промыслового материала для отчета по практике и для курсовых проектов по специальным дисциплинам.

Аттестация по итогам практики проводится на основании оформленного в соответствии с установленными требованиями письменного отчета и отзыва руководителя практики от предприятия. По итогам аттестации выставляется оценка (отлично, хорошо, удовлетворительно). Сроки отчетности – первые две недели осеннего семестра.

#### **4. СОДЕРЖАНИЕ ПРОГРАММЫ ПРАКТИКИ**

Для наиболее глубокого усвоения теоретического курса специальных дисциплин по направлению подготовки дипломированного специалиста 650700 «Нефтегазовое дело» студент должен изучить и освоить на практике следующие процессы и оборудование, по направлениям специализации:

##### **4.1. Бурение нефтяных скважин**

Геологическое обеспечение бурения скважин. Организация геологической службы в бурении. Геология района бурения. Геологический контроль за режимом проводки скважин. Методы геологической обработки материалов бурения скважин. Установки для бурения скважин, основные системы и элементы буровых установок. Противовыбросовое оборудование. Спускоподъемные операции при бурении скважины.

Технология бурения скважин. Геолого-технический наряд на проведение буровых работ. Конструкция скважины. Способы бурения скважин. Породоразрушающие инструменты. Эффективность использования долот. Бурильная колонна и ее элементы. Буровые растворы и специальные промывочные жидкости. Контроль и регулирование свойств буровых растворов. Химические реагенты и утяжелители для приготовления буровых растворов.

Режимы бурения, их оптимизация. Системы и технические средства контроля за процессом бурения.

Осложнения в процессе бурения, меры предупреждения и ликвидации осложнений. Вскрытие продуктивных отложений.

Разобшение пластов. Обсадные колонны. Типы обсадных труб. Компонировка и спуск обсадных колонн. Цементы, цементировочные смеси. Цементи-

ровочное оборудование, схемы их обвязки. Заключительные работы после цементировании обсадной колонны.

Освоение скважины. Обвязка устья скважины для процесса освоения, применяемое оборудование.

Геофизические исследования в процессе бурения. Скважинная геофизическая аппаратура. Перфорация эксплуатационных колонн, типы перфораторов.

## **4.2. Нефтепромысловая геология**

Геологическое обеспечение разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Организация геологической службы.

Региональная геология. История изучения и освоения района. Основные данные по тектонике, стратиграфии, нефтегазоносности. Запасы нефти и газа, свойства пластовых жидкостей.

Геологическая документация: профили залежи, структурные карты, карты разработки залежи, карты изобар.

Гидродинамические исследования пластов. Геологическая характеристика продуктивных горизонтов: коллекторские свойства (пористость, проницаемость, карбонатность); нефтенасыщенность, толщина пластов, положение водонефтяного контакта, пластовое давление и температура. Режимы работы нефтяной залежи.

## **4.3. Разработка нефтяных месторождений**

Основные положения проекта разработки залежи. Принятая система разработки. Последовательность бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин. Показатели разработки залежи нефти. Конечный и текущий коэффициенты нефтеотдачи.

Объекты разработки и их удельный вес по запасам, по фонду добывающих скважин, по объему закачки, по суточной добыче нефти и жидкости. Методы разработки многопластовых залежей. Контроль за процессом разработки. Регулирование процесса разработки. Поддержание пластового давления. Схемы заводнения, технология водоподготовки, насосные станции. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Физико-химические методы воздействия: закачка растворов ПАВ, полимерное и термополимерное заводнение, мицеллярно-полимерное заводнение, щелочное заводнение, закачка карбонизированной воды и углеводородных растворителей. Тепловые и термохимические методы воздействия на пласт: закачка теплоносителей, импульсно-дозированное тепловое воздействие, метод тепловых оторочек, внутривластовое горение. Гидро- и газодинамические методы увеличения нефтеотдачи. Метод смены фильтрационных потоков. Водогазовое и виброволновое воздействие. Охрана недр и окружающей среды при разработке месторождений.

## **4.4. Скважинная добыча нефти**

### **4.4.1. Фонтанный способ добычи нефти**

Оборудование фонтанной скважины, наземное и подземное. Освоение фонтанной скважины. Технологический режим работы фонтанных скважин. Исследование фонтанной скважины, установление оптимального технологического режима. Регулирование дебита и обслуживание фонтанной скважины. Осложнения в работе фонтанных скважин и меры борьбы с ними.

#### **4.4.2. Газлифтный способ добычи нефти**

Технологическая схема газлифта. Оборудование газлифтных скважин, подземное и наземное. Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию, методы снижения пусковых давлений. Технологический режим работы газлифтных скважин. Исследование газлифтной скважины, установление оптимального технологического режима ее работы. Регулирование дебита и обслуживание газлифтной скважины. Газораспределительные пункты, компрессорная станция. Скважинное оборудование бескомпрессорного газлифта. Импульсный газлифт.

Осложнения при эксплуатации газлифтных скважин и меры борьбы с ними. Периодический газлифт.

#### **4.4.3. Добыча нефти штанговыми насосами**

Установка скважинных штанговых насосов (УСШН), их типоразмеры. Глубинные штанговые насосы. Насосно-компрессорные трубы, насосные штанги. Насосное устьевое оборудование.

Технологический режим работы УСШН. Исследование работы УСШН: динамометрирование, замер статического и динамического уровня, дебитометрия. Регулирование параметров работы УСШН.

Методы повышения коэффициента наполнения и подачи штангового насоса и коэффициента полезного действия УСШН.

Борьба с вредным влиянием на работу штангового насоса песка и газа. Осложнения при эксплуатации насосных скважин. Особенности эксплуатации УСШН в наклонных и искривленных скважин. Технологический режим работы УСШН при периодической откачке жидкости. Управление работой УСШН. Станции и блоки управления электродвигателями УСШН.

Освоение скважины со штанговыми насосами после подземного и капитального ремонта. Межремонтный период работы скважины (МРП), технические и технологические мероприятия, обеспечивающие нормативный МРП. Техника безопасности при обслуживании УСШН.

#### **4.4.4. Добыча нефти бесштанговыми насосами**

Установки погружных центробежных электрических насосов (УПЦЭН), их компоновка, схема и принцип действия, наземное и подземное оборудование. Гидравлическая характеристика насоса. Технологический режим работы УПЦЭН. Исследование скважины, оборудованной УПЦЭН. Защита центробеж-

ного электронасоса от песка и газа. Осложнения при эксплуатации скважин с УПЦЭН. Управление УПЦЭН. Техника безопасности при обслуживании УПЦЭН.

Винтовые, гидropоршневые, электродиафрагменные, струйные насосы, их устройство, принцип действия, технические характеристики, область применения.

#### **4.4.5. Одновременная эксплуатация двух и более пластов в одной скважине**

Совместная и отдельная эксплуатация пластов. Применяемое оборудование. Исследование скважин при одновременной эксплуатации. Технологический режим работы скважин.

#### **4.4.6. Методы увеличения продуктивности скважин**

Факторы, снижающие продуктивность скважины: кальматация призабойной зоны пласта в процессе вскрытия и освоения продуктивного горизонта, разрушение ПЗП, прорыв пластовой воды и газа, отложения парафина, смол, асфальтенов, смыкание естественных трещин при освоении с большими депрессиями на пласт. Способы и методы увеличения проницаемости ПЗП и продуктивности скважин. Кислотные обработки. Тепловые методы прогрева. Гидравлический разрыв пласта. Гидропескоструйная и дополнительная перфорация. Щелевая разгрузка пласта. Термоциклические обработки. Агрегаты и спецтранспорт при проведении методов интенсификации притока пластовой жидкости. Эффективность методов воздействия на ПЗП.

#### **4.4.7. Подземный ремонт скважин**

Виды подземных ремонтов скважин. Подготовительные работы перед ремонтом. Глушение скважины. Подъем подземного оборудования. Технические средства для подземного ремонта. Спускоподъемные операции и их механизация. Освоение скважины после подземного ремонта. Техника безопасности и охрана окружающей среды при ремонте скважин.

#### **4.4.8. Капитальный ремонт скважин**

Виды капитальных ремонтов. Исследования перед ремонтом скважины. Технические средства и инструмент, используемые при капитальном ремонте. Глушение скважины. Ловильные работы в скважинах, исправление поврежденных в эксплуатационной колонне, изоляционные работы. Освоение скважины после ремонта. Ликвидация скважин. Техника безопасности и охрана окружающей среды при проведении капитального ремонта скважин.

#### **4.4.9. Эксплуатация нагнетательных скважин**

Оборудование нагнетательных скважин, наземное и подземное. Освоение нагнетательных скважин. Исследование скважин. Повышение приемистости нагнетательных скважин. Обслуживание нагнетательных скважин.

#### **4.5. Автоматизация производственных процессов в добыче нефти и газа**

##### **4.5.1. Методы и средства автоматического контроля технологических параметров в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

Классификация средств измерений. Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации.

Измерение давления. Манометры трубчато-пружинные, геликсные, мембранные, их устройство, принцип действия и применение. Электроконтактные манометры.

Измерение температуры. Манометрические термометры. Электрические термометры сопротивления. Измерение температуры с автоматическими уравновешенными мостами. Термоэлектрические термометры и их применение.

Измерение объема, массы и расхода вещества. Расходомеры переменного перепада давления. Дифференциальные манометры сильфонные самопишущие ДСС-712. Тахометрические расходомеры: ТОП, НОРД, Турбоквант. Ультразвуковые расходомеры СВУ-1.

Измерение уровня жидкости в резервуарах и технологических аппаратах. Механические уровнемеры: поплавковые УДУ-5, УДУ-10; буйковые – УБ-Э. Пьезометрические уровнемеры: уровнемеры «Радиус», «Карандель». Акустические и радиоактивные уровнемеры.

Специальные приборы контроля параметров нефтяных и газовых скважин. Измерение давления в скважинах. Глубинные манометры геликсные МГН-2. Измерение температуры в скважинах. Измерение расхода в скважине. Глубинные расходомеры с турбинкой РГД-3, РГД-4. Звукометрические методы и аппаратура для измерения уровня жидкости в скважине.

Контроль работы скважинного насоса методом динамометрии.

Автоматические станции для исследования скважин АИСТ, Азинмаш-11 и др. Специальные приборы контроля процесса добычи, подготовки нефти и природного газа, их учета.

Измерение плотности нефти и нефтепродуктов. Измерение вязкости нефти и нефтепродуктов. Анализаторы содержания солей в нефти. Датчики межфазного уровня жидкости. Автоматический сброс пластовой воды из технологических аппаратов.

##### **4.5.2. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, сбора и подготовки нефти и газа**

Современные принципы построения систем автоматического управления нефтегазодобывающими предприятиями. Системы автоматизации нефтяных скважин. Автоматизация скважин, оборудованных штанговыми глубин-

ными насосами. Режим работы скважин. Самозапуск скважин. Отключение электродвигателя станка-качалки при аварийных состояниях оборудования: обрыве фаз, ремней, повышении или понижении давления в выкидном нефтепроводе от установленных значений, токовых перегрузках и коротких замыканиях электродвигателя. Автоматизация скважин, оборудованных электропогружными насосами. Отключение погружного электродвигателя при отклонении напряжения питания от номинальных значений, перегрузках и недогрузках, автоматическое повторное включение при восстановлении уровня жидкости в скважине, непрерывный контроль сопротивления изоляции кабеля и отключение двигателя при значительных снижениях давления в напорном нефтепроводе скважины и др.

Автоматизация скважин, оборудованных электродиафрагменными и электровинтовыми насосами.

Автоматизированные групповые замерные установки, их устройство и принцип работы. Технологическая схема замера дебита скважин.

Автоматизация дожимных насосных станций. Автоматическое регулирование производительности ДНС, контроль за уровнем жидкости в буферных емкостях, включение рабочих и резервных насосов. Автоматическая защита ДНС при аварийных уровнях нефти, повышения давления и др.

Автоматизированные сепарационные установки. Автоматическое регулирование уровня нефти в сепараторах, регулирование давления в газовой линии. Регуляторы уровня и давления прямого действия.

Автоматизированные блочные установки подготовки нефти. Система автоматики безопасности подогрева газонефтяной смеси в трубчатых печах.

Автоматическое измерение массы товарной нефти. Станции учета нефти КОР-МАС и особенности их применения в производственных условиях.

Автоматизация нефтеперекачивающих насосных станций. Технологическая схема и аварийная защита агрегатов при нарушении технологических регламентов.

Автоматизированные блочные кустовые насосные станции. Блок автоматического управления, защиты и контроля параметров технологического оборудования насосных блоков. Выбор режима работы оборудования насосной станции, учет закачиваемого агента.

Автоматизация добычи и промысловой подготовки газа. Автоматическое управление производительностью промысла. Телемеханизация технологических процессов добычи нефти и газа. Агрегатная система телемеханики. Устройство контролируемых пунктов управления. Телеизмерение дебита нефтяных скважин. Системы телемеханики для технологических объектов газодобывающих предприятий.

#### **4.6. Сбор и подготовка скважинной продукции**

Внутрипромысловые схемы сбора и транспорта скважинной продукции. Основные объекты системы нефтегазосбора. Разделение продукции скважин на промысле. Дегазация и обезвоживание нефти. Обессоливание нефти. Техноло-

гические установки подготовки нефти, режим их работы. Особенности подготовки тяжелых высоковязких нефтей. Подготовка и утилизация нефтяного газа. Подготовка промысловых вод и их утилизация. Показатели и нормы качества товарной нефти и промысловых вод. Нефтепромысловые резервуары. Насосные станции. Замер и учет добычи нефти, газа и воды по скважинам. Учет товарной продукции, применяемое оборудование и технические средства.

Осложнения при эксплуатации системы нефтегазосбора, трубопроводов и установок подготовки нефти, газа и воды. Методы борьбы с осложнениями. Коррозия промысловых трубопроводов и оборудования. Методы защиты от коррозии, ингибиторы коррозии.

Охрана окружающей среды при сборе и подготовке скважинной продукции.

#### **4.7. Организация и управление производственными процессами**

Структура нефтегазодобывающей организации, функции цехов основного и вспомогательного производства. Организация диспетчерской службы. Организация сбыта нефти и газа.

Первичная учетная и отчетная документация в организации. Паспортизация скважин и оборудования. Техничко-экономические показатели деятельности организации. Баланс расходов и доходов, прибыль и рентабельность деятельности организации. Распределение прибыли. Оплата труда и материальное стимулирование. План технического развития организации.

Динамика основных технико-экономических показателей за последние три года.

Организация службы охраны труда и окружающей среды. Причины травматизма и профессиональных заболеваний. Организация пожарной охраны, безопасности жизнедеятельности и службы безопасности в организации.

### **5. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТОВ ПО ПРАКТИКЕ**

#### **5.1. Учебные практики**

В соответствии с целями и задачами практик (раздел 2), учебные практики предназначены для ознакомления в производственных условиях с технологическими процессами, нефтепромысловым оборудованием, с системой сбора и подготовки нефти и газа, с технологией транспорта нефти и газа на дальние расстояния, с условиями подачи нефти и газа потребителям, а также знакомство с организацией производства, управления, организацией охраны труда и окружающей среды в объеме пройденного курса «Основы нефтегазового дела».

#### **Отчет по учебной практике должен содержать:**

1. Введение. Описание соответствующего подразделения нефтяной компании, где проходит практика. Описание конкретных работ, которые выполнялись студентом. Впечатления от практики.

2. Схемы, карты, рисунки технологических процессов, установок и оборудования нефтяных промыслов с кратким описанием их назначения и принципа действия, в соответствии с перечнем вопросов для изучения по соответствующей практике (Приложение 2, 3).
3. Отзыв руководителя практики от соответствующего нефтегазодобывающего предприятия. В отзыве дается оценка производственной квалификации студента, показывается его отношение к выполняемым обязанностям, трудовая дисциплина и т.д.
4. Оформление отчета выполнить в соответствии с разделом 6 и приложением 1.

## **5.2. Производственные практики**

В соответствии с целями и задачами практик (раздел 2), производственные практики предназначены для проверки и закрепления теоретических знаний, полученных студентами при изучении специальных и общетехнических дисциплин, а также приобретение практических знаний и навыков: в области добычи нефти и газа, в подземном ремонте скважин, в буровых работах, при капитальном ремонте скважин, при поддержании пластового давления, в процессе подготовки нефти, а также в области организации и управления производством, связанных с улучшением использования производственных мощностей предприятия в целом или одного из его подразделений, улучшением качества продукции, сокращением потерь и рациональном использовании сырьевых, топливно-энергетических и трудовых ресурсов; в соблюдении техники безопасности и требований по охране окружающей среды при выполнении соответствующих работ.

### **Отчет по производственной практике должен содержать:**

1. Введение. Описание соответствующего подразделения нефтяной компании, где проходит практика: место расположения с характерными особенностями по промышленной безопасности и охране окружающей среды, технико-экономическая характеристика организации и подразделения. Указать, кем работал, и охарактеризовать выполняемую работу. Впечатления о практике, замечания, предложения.
2. Схемы, технологические процессы, объекты разработки, результаты исследований и т.п. с соответствующим описанием и характеристиками по перечню вопросов для изучения при прохождении данной практики (Приложение 2...11)
3. Отзыв руководителя практики от организации.
4. Оформление отчета выполнить, руководствуясь разделом 6.
5. В процессе прохождения практики заполняется дневник по практике (приложение 12).

### **5.3. Преддипломная практика**

В соответствии с целями и задачами практики (раздел 2), преддипломная практика предназначена для проверки профессиональной готовности будущего специалиста к самостоятельной трудовой деятельности и сбора материалов к дипломному проекту.

Содержание преддипломной практики определяется заданием на дипломное проектирование и конкретным перечнем вопросов для каждого студента, индивидуально.

Задание и вопросы для сбора необходимой информации выдает студенту руководитель преддипломной практики и руководитель дипломного проекта.

Отчет по преддипломной практике оформляется студентом в соответствии с разделом 6, в виде развернутых ответов на поставленные вопросы к заданию на дипломное проектирование. Руководителем практики, при выставлении оценки по итогам защиты отчета по преддипломной практике, учитывается достаточность и качество собранной информации для написания и успешной защиты дипломного проекта.

Основные вопросы к отчету по преддипломной практике отражены в Приложении 11.

## **6. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ОТЧЕТА ПО ПРАКТИКЕ**

### **6.1. Объем отчета по практике**

Отчет по практике выполняется объемом 30-40 страниц машинописного текста. Отчет должен включать материалы в последовательности, соответствующей содержанию практики. Допускается включение дополнительной информации, представляющей, по мнению студента, практический интерес.

### **6.2. Правила оформления отчета по практике**

Текстовая часть отчета должна быть написана на одной стороне листа белой бумаги формата А4 (297x210). Текст отчета печатается на принтере через полтора межстрочных интервала. Шрифт – 14, Times New Roman. Выравнивание – по ширине.

Заголовки разделов печатаются прописными буквами, шрифт 14, полужирный; подзаголовки строчными с заглавной буквы, шрифт 14, полужирный.

Текст записки следует писать, соблюдая следующие размеры полей: левое – 30 мм, правое – 10 мм, верхнее – 20 мм, нижнее – 15 мм.

Опечатки и графические неточности, обнаруженные в отчете в процессе оформления или проверки ее руководителем практики, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой специальной краской и нанесением на том же месте исправленного текста черной тушью (чернилами) рукописным или машинописным способом. При внесении поправок количество строк на

странице не должно меняться. На одной странице допускается не более 5 правок.

При написании текста отчета необходимо добиваться наиболее точного, законченного и в то же время наиболее простого и понятного построения фраз с соблюдением правил орфографии и пунктуации русского языка.

На протяжении всего текста должно строго соблюдаться единообразие терминов, обозначений, условных сокращений и символов. Не допускается применять одинаковые термины и обозначения для различных понятий без указания их смыслового значения.

При выполнении расчетов, должна использоваться только международная система единиц измерения - СИ (ГОСТ 8.417-81; СТ СЭВ 1052-78). При пользовании источниками, содержащими справочные данные в системах единиц СГС, МКГСС и др., необходимо предварительно пересчитать их в единицах СИ и уже в таком виде вводить в расчеты.

В текстовой части отчета допускаются следующие сокращения русских слов и словосочетаний согласно ГОСТ 7.12-77, ГОСТ 7.11-78 и ГОСТ 2.316-68: общепринятые сокращения словосочетаний, например: т.е. (то есть), и т.д. (и так далее), и т.п. (и тому подобное), и др. (и другие), и пр. (и прочие); буквенные аббревиатуры, например: РФ, УдГУ, ВУЗ; сокращения без гласных, например: млн., млрд; сложные термины, например: коэффициент полезного действия – КПД, центр тяжести – ц.т. (пишутся строчными буквами с точками); сокращения смешанной формы, например: ВНИИнефть, ВНИИгаз; специальные сокращения, т.е. принятые в определенных областях науки и техники.

Не допускаются сокращения: т.к. – так как, т.н. – так называемый, т.о. – таким образом, напр. – например, ф-ла – формула, ур-е – уравнение, скв. – скважина и др.

Сокращения, не являющиеся общепринятыми, рекомендуется применять лишь при частом повторении их в тексте. Допускается при первом упоминании писать полное слово и в скобках – сокращенное, например: установка подготовки нефти (УПН), дожимная насосная станция (ДНС). В дальнейшем можно применять сокращенное их написание без скобок.

Математические знаки (=, >, < и т.п.) следует применять лишь в формулах. В тексте их надо писать словами (равно, больше, меньше и т.п.). Не допускается употребление в тексте символов и условных обозначений без словесной расшифровки, например, следует писать: «температура повышается на 50 °С», а не «Т повышается на 50 °С».

Знаки %, sin, lg и т.д. применяют только при цифровых или буквенных величинах (45%, sin  $\alpha$ , lg t и т.д.)

При изложении текста необходимо придерживаться официальной терминологии. Использование узкопроизводственных терминов и выражений, не принятых в научно-технической литературе, не допускается, например: «техническая колонна» - вместо «промежуточная колонна», «цементаж» - вместо «цементирование», «теплосодержание» - вместо «энтальпия», «ускорение силы тяжести» вместо «ускорение свободного падения», «скорость вращения вала» - вместо «частота вращения вала» и т.д.

Принято не ставить знак № при обозначении номера скважины. Например: скважина 58, а не скважина № 58.

Распечатки с ЭВМ должны соответствовать формату А4 и помещаться после заключения.

Текстовая часть отчета (там, где это необходимо для ясности) должна иллюстрироваться по тексту аккуратно выполненными схемами, эскизами, чертежами, фотографиями. Указанная графика, поясняющая выполненные расчеты, описания конструкций и технологических процессов.

Эскизы, схемы и чертежи в отчете выполняются с помощью компьютера в графическом редакторе. В тех случаях, когда размеры прилагаемых графических материалов превышают размеры стандартного формата записки, можно выполнять их на отдельных листах бумаги формата не более А2, которые должны складываться и помещаться в конце отчета после заключения.

Титульный лист, листы текста, иллюстрации, таблицы и приложения должны быть надежно сшиты и должны иметь твердую обложку.

### **6.3. Рубрикация текста, нумерация страниц, содержание**

Текст отчета должен разделяться на разделы (Организационно-экономический, геологический раздел и т.п.), подразделы (вопросы раздела), пункты (дробные части вопросов раздела).

Каждый раздел следует начинать с нового листа (страницы), а названия должны даваться в повествовательной форме.

Разделы и подразделы нумеруются арабскими цифрами с точкой в конце. Разделы нумеруются в пределах всей записки, а подразделы в пределах каждого раздела. Если раздел имеет, например, номер 2, то подраздел нумеруется как 2.1. – первый подраздел второго раздела. Введение и заключение не нумеруются.

Пункты нумеруются также арабскими цифрами. В этом случае добавляется номер пункта, например: 3.1.2. – второй пункт первого подраздела третьего раздела.

Разделы, подразделы и пункты должны иметь заголовки, кратко и ясно характеризующие содержание следующего за ними текста. Заголовки разделов пишутся симметрично тексту прописными буквами; заголовки подразделов и пунктов – строчными (кроме первой прописной). В конце заголовка точку не ставят.

Подчеркивать заголовки и переносить слова в заголовках не допускается. Расстояние между заголовком и последующим текстом должно быть равно 8-10 мм, а расстояние между заголовком и последней строкой предыдущего текста (для тех случаев, когда конец одного и начало другого подразделов или пунктов размещаются на одной странице) – 15-17 мм.

Нумерация страниц отчета должна быть сквозной: первой страницей является титульный лист, второй – характеристика с места работы, третьей – содержание и т.д.

Номер страницы проставляется цифрами в правом верхнем углу без точки и черточек. На первых страницах (титульный лист, характеристика) номер страницы не ставят. Список использованных источников и приложения необходимо включать в сквозную нумерацию.

Иллюстрации (таблицы, чертежи, схемы, графики), которые располагаются на отдельных страницах отчета, также включаются в общую нумерацию страниц. Иллюстрации, размеры которых больше формата А4, учитывают как одну страницу.

Перечисления требований, указаний, положений, содержащиеся в тексте подраздела или пункта, обозначаются арабскими цифрами со скобкой, например: 1), 2) и т.д. и записываются с абзаца.

В содержании последовательно перечисляют заголовки разделов, подразделов, пунктов и приложений и указывают номера страниц, на которых они помещены. Содержание должно включать все заголовки, имеющиеся в отчете.

#### **6.4. Оформление иллюстраций (рисунков)**

Количество иллюстраций в отчете определяется их содержанием и должно быть достаточным для того, чтобы придать излагаемому тексту ясность и конкретность.

В отчете все иллюстрации, независимо от их содержания (чертеж, схема, график, фотография и т.д.) именуется рисунками. Рисунки нумеруются последовательно в пределах всей записки арабскими цифрами (знак № перед цифрой не ставится). Слово «рисунок» пишется на иллюстрации сокращенно, например: Рис. 2.

Графики, эскизы, диаграммы, схемы, именуемые рисунками, выполняются черной тушью, черной пастой, черными чернилами. Эскизы и схемы допускается вычерчивать в произвольном масштабе.

Все рисунки должны иметь наименование (заголовки). Наименование рисунка должно быть кратким и соответствовать содержанию. Заголовок пишется под рисунком с прописной буквы. Если рисунок имеет поясняющие данные, то их оформляют под рисуночным текстом. Номер иллюстрации располагают ниже поясняющей надписи.

В тексте при ссылках на номер рисунка его следует писать сокращенно, например: рис.5, рис.6 и т.д. Рисунки должны размещаться сразу после ссылки на них в тексте записки.

Повторные ссылки на рисунки следует давать с сокращенным словом «смотри», заключенными в круглые скобки, например: (см.рис.3)

Рисунки следует размещать так, чтобы их можно было рассматривать без поворота записки. Если такое размещение невозможно, рисунки располагают так, чтобы для их рассмотрения надо было повернуть текст отчета по часовой стрелке. Допускается на одном листе помещать два рисунка.

На графиках экспериментальных кривых обязательно нанесение точек, соответствующих экспериментальным данным. На графиках расчетных кривых и усредненных значений такие точки не ставятся.

Фотографии форматом А4 наклеиваются на стандартные листы белой бумаги и снабжаются подрисовочным текстом.

При оформлении рисунков не допускается переносить слова, подчеркивать и ставить точку в конце наименования (заголовка), а также писать прямо на графике обозначения кривых и прочие данные.

## 6.5. Оформление таблиц

Цифровой материал, помещаемый в отчет, как правило, оформляется в виде таблиц. Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте отчета таким образом, чтобы ее можно было читать без поворота отчета или с поворотом по часовой стрелке. Таблицы должны нумероваться в пределах всего отчета арабскими цифрами (без знака № перед цифрой).

Надпись «Таблица» с указанием порядкового номера помещается над правым верхним углом таблицы, например: Таблица 1, Таблица 2.

Каждая таблица должна иметь содержательный заголовок. Заголовок помещают под словом «Таблица». Слово «Таблица» и заголовок начинают с прописной буквы. Заголовок не подчеркивают. Пример оформления таблиц приведен в приложении 13.

Заголовки граф таблицы должны начинаться с прописных букв и иметь размерность величин. Размерность при числах в строках таблицы не допускается. Числовые значения в одной графе должны иметь одинаковое количество десятичных знаков.

Подзаголовки граф таблицы должны начинаться со строчных букв, если они составляют продолжение заголовка, и с прописных, если они самостоятельные.

Высота строк в таблице должна быть не менее 8мм. Не следует в таблицы включать графу «№№ п.п.». Делить головку таблицы по диагонали не допускается. Если в графе текст состоит из одного слова, его допускается заменять кавычками. Если повторяющийся текст состоит из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словом «то же», а далее кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, знаков, математических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

При переносе таблицы на следующую страницу отчета, заголовок таблицы следует повторить и над ней написать «Таблица 5 (продолжение)». Если заголовок таблицы громоздкий, допускается его не повторять. В этом случае пронумеровываются графы и повторяют их нумерацию на следующей странице. Заголовок таблицы не повторяют.

Таблицы с большим количеством граф допускается делить на части и помещать одна под другой в пределах одной страницы. Если строки или графы выходят за формат таблицы, то в первом случае в каждой части таблицы повторяется ее заголовок.

В отчете при ссылке на таблицу указывают ее номер и слово «Таблица» пишут в сокращенном виде, например: табл.5, табл. 5 и 6. Повторные ссылки на

таблицу следует давать с сокращенным словом «смотри», например: (см. табл. 5, см. табл. 5 и 6).

Если отчет содержит один рисунок и одну таблицу, то номер им не присваивается и слово «Рис.» под рисунком и «Таблица» над таблицей не пишутся.

## 6.6. Оформление расчетных формул

Изложение расчетного материала рекомендуется вести от первого лица множественного числа, например: преобразуем, вычисляем, определяем и т.д. При этом может быть использована и неопределенная форма, например: принимается, определяется и т.д.

Уравнения и формулы не должны смешиваться с текстом отчета и пишутся на середине строки, а связующие их слова (следовательно, откуда, так как, или) - в начале строки.

Выше и ниже каждой формулы должно быть оставлено не менее одной свободной строки. Если формула (уравнение) не умещается в одну строку, то она переносится на следующую строку после знака (=) или после знаков (+), минус (-), умножения (x), деления (:). Эти знаки проставляются в конце одной строки и в начале следующей.

Формулы в пределах всего отчета нумеруются арабскими цифрами. Номер формулы следует заключать в скобки и помещать на правом поле, на уровне нижней строки формулы, к которой она относится. В многострочной формуле номер ставится против последней строки.

Размерность формулы (если она необходима) в скобки не заключается, отделяется от нее пробелом, например,

$$K_{np} = \frac{Q}{\Delta p_{nl}}, \text{ м}^3/\text{сут} * \text{МПа}.$$

При использовании формулы в первый раз необходимо записать ее в буквенном виде, и затем дать полную расшифровку входящих в нее величин.

Пояснение буквенных значений и символов следует проводить непосредственно под формулой в той же последовательности, в какой они даны в формуле. Первую строку объяснения начинают со слова «где», и запятую после него не ставят.

Пояснение каждого символа не следует давать с новой строки, отделяя его размерность от текста запятой и заканчивая точкой с запятой. После последней расшифровки ставится точка.

Пример оформления формулы:

$$\Delta p_{nl} = \frac{\mu Q}{2\pi kh} \ln \frac{R_K}{r_c},$$

где  $\Delta p_{nl}$  - депрессия на пласт, Па;  $\mu$  - коэффициент динамической вязкости, Пас;  $Q$  - дебит скважины, м<sup>3</sup>/с;  $k$  - коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;  $h$  - толщина пласта, м;  $R_K$  - радиус контура питания, м;  $r_c$  - радиус скважины, м.

Если формула записана в СИ, то размерность входящих в нее величин не указывается.

При подстановке в формулу числовых значений расчетных величин их размерность не указывается. Размерность должна обязательно даваться в результирующих числах. Символ и размерность одного и того же параметра должны сохраняться в пределах всего отчета.

Ранее расшифрованные величины повторно не расшифровываются. После расшифровки новых обозначений необходимо писать: «остальные величины известны из предыдущего» или «остальные величины расшифрованы ранее».

Если какая-нибудь формула используется несколько раз подряд, достаточно произвести подстановку числовых значений только один раз, а затем оговорить, что вычисления производятся аналогично, дать результаты расчетов в виде таблицы.

При использовании одной и той же формулы в разных разделах отчета не следует повторно записывать ее в общем виде. Достаточно сделать ссылку на страницу, на которой она записана впервые, или на порядковый номер формулы, например, «диаметр вычисляем по формуле (3)».

## **6.7. Оформление ссылок на литературные источники**

Приводя в текстовой части отчета какие-либо положения (формулу, числовую величину и т.д.), заимствованные из литературного источника (технического документа), необходимо делать ссылку на этот источник. Такая ссылка обеспечивает фактическую достоверность цитируемых положений и исключает плагиат.

При ссылке в тексте на источник следует приводить его порядковый номер по списку источников, заключенный в квадратные скобки. Например: «В настоящее время наиболее широко применяются автоматизированные сепарационные установки в блочном исполнении [6]».

Если ссылаются на определенные страницы источника, ссылку оформляют следующим образом: «В работе Ю.П. Желтов утверждает, что... [3, С.72]».

Если ссылаются на несколько работ одного автора или на работу нескольких авторов, то в скобках указываются порядковые номера этих работ, например: «Авторы [25,27,34] считают, что...».

## **6.8. Оформление списка использованных источников**

**СПИСОК ИСТОЧНИКОВ** приводится в конце текста отчета после **ЗАКЛЮЧЕНИЯ**. В список использованных источников включают лишь те, на которые есть ссылки в тексте отчета. Источники следует располагать в порядке ссылок. Сведения об источниках, включенных в список, необходимо давать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 7.0.5-2008 (Система стандартов по ин-

формации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления).

При составлении библиографических описаний применяют различные приемы сокращений. Сокращения отдельных слов и словосочетаний приводят в соответствии с ГОСТ 7.11-78 и ГОСТ 7.12-77.

Объектом составления библиографического описания является книга, брошюра, другое разовое одготомное или многотомное издание, а также отдельный том (выпуск) многотомного или сериального издания.

На одготомное издание книги составляют монографическое библиографическое описание, на многотомное – сводное, которое содержит совокупность сведений об издании в целом или группе его томов.

Монографическое библиографическое описание должно включать следующие обязательные элементы: основное заглавие, сведения об издании, место издания, дата издания, объем.

## 6.9. Примеры библиографических описаний

*Описание книги одного автора.*

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. М.: Недра, 1983. 510с.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.: ил.

*Описание книги двух авторов*

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996. 414 с.
2. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб.и доп. М.: Недра, 1982. 311 с.

*Описание книги трех авторов*

1. Басниев С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416с.

*Описание изданий без указания автора на титульном листе.*

1. Справочная книга по добыче нефти /под ред. Ш.К. Гиматдинова. М.: Недра, 1974. 703с.
2. Справочник по нефтепромысловому оборудованию /Е.И. Бухаленко, З.С.Ибрагимов, Н.Г.Курбанов и др.; под ред. Е.И. Бухаленко. М.: Недра, 1983. 399 с.

*Примечание:*

1. Допускается не указывать ответственное лицо, если оно является соавтором.
2. В библиографическом описании допускается не указывать объем издания.

*Описание составных частей документов.*

1. Статья из книги или другого разового издания.

Комиссаров А.И. Повышение эффективности изоляции водопритоков в глубокозалегающих пластах. Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть – 1990. Вып.52. С.34-39.

*Статья из сериального издания.*

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация текущей добычи нефти, Нефтяное хозяйство - 1990. № 7. С. 63-66.

*Нормативно-технические и технические документы*

1. ГОСТ 7.32-91. Отчет о научно-исследовательской работе.

2. А.С. № 1385710. Внутрипластовое горение в сочетании с пенными растворами.

*Описание диссертации.*

Сахаров В.А. Основные закономерности и расчеты промысловых газожидкостных подъемников в осложненных условиях эксплуатации: дис... д-р техн. наук; 05.15.06 – М., 1990. 471 с.

*Описание отчетов о научно-исследовательской работе.*

1. Разработка технологии применения струйных насосов при эксплуатации газлифтных и насосных (УЭЦН) скважин:

Отчет / Моск. институт нефти и газа; руководитель работы В.А.Сахаров - № 305-89; № ГРО1890082705; инв. № 02900010316. - М.: 1989 100 с.

*Описание трудов института.*

1, Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений: труды / Моск.ин-т нефти и газа 1986. Вып. 23 - 183 с.

## **6.10. Оформление приложения**

Приложения оформляются как продолжение отчета на последующих его страницах и располагаются в порядке ссылок по тексту.

Каждое приложение начинается с нового листа (страницы) с указанием в правом верхнем углу слова «Приложение», написанного (напечатанного) прописными буквами, и должно иметь содержательный заголовок.

Если в отчете имеются два или более приложения, их нумеруют последовательно арабскими цифрами (без знака №), например: «Приложение 1», «Приложение 2» и т.д.

Текст каждого приложения при необходимости может быть разделен на подразделы и пункты, нумеруемые арабскими цифрами в пределах каждого приложения, перед ними ставится буква «П», например: «П. 1.2.3» (третий пункт второго подраздела первого приложения).

Рисунки, таблицы и формулы, помещенные в приложении, нумеруются арабскими цифрами в пределах каждого приложения, например: «Рисунок П.1.1.» (первый рисунок первого приложения), «Таблица П.2.1.» (первая таблица второго приложения).

В приложении кроме рисунков, таблиц помещается графический материал, выносимый на плакаты на листах формата. При необходимости в приложение можно включать вспомогательный материал, нужный для полноты отчета.

## **7. ПРОГРАММА И ГРАФИК ПРОВЕРКИ ПРОХОЖДЕНИЯ ПРАКТИК СТУДЕНТАМИ**

1 ЭТАП. Проведение организационных работ, согласование мест прохождения практик, определение соответствия производственных участков с программными требованиями образовательных стандартов.

Время - январь, февраль, март.

2. Определение и согласование с руководителями производственных предприятий мест проживания обучающихся; проведение мероприятий по обеспечению нормальных санитарно-бытовых условий.

Время - апрель-май

3. Оформление договоров и других нормативно- правовых документов на прохождение производственных практик на месторождениях добычи нефти и газа.

Время — апрель, май, июнь.

4.Согласование в учреждениях здравоохранения о порядке проведения медицинских осмотров обучающихся по месту распределения на практику.

Время – май, июнь.

5.Организация проведения прививок против клещевого энцефалита до направления на практику.

Время - май, июнь.

6.Организация, предварительных экскурсий, практических занятий, с выездом на места прохождения практик (только первый курс).

Время - в течение учебного года

7.Согласование с руководителями предприятий, цехов, участков времени прохождения практики, определение возможности трудоустройства обучающихся на период практики на места временно отсутствующих основных рабочих.

Время - май, июнь.

8.Проведение инструктивных занятий с участием руководителей о порядке прохождения практики. Инструктаж по промышленной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Время - июнь

9. Проверка проведения вводных инструктажей со студентами на производственных предприятиях.

Время - с 1 по 10 июля, с 1 по 5 августа.

10. Проверка закрепления обучающихся за инструкторами производственного обучения, оформления нормативно-правовых документов.

Время - с 10 по 15 июля, с 5 по 10 августа.

11. Проверка прохождения практик на рабочих местах на соответствие учебным программам.

Время - с 15 по 25 июля, с 10 по 20 августа.

12. Проверка выполнения обучающихся требований установленных правил по промышленной безопасности.

Время – с 25 по 31 июля, с 20 по 30 августа.

13. Проверка организации социально-бытовых нужд обучающихся, направленных на производственную практику.

Время - в период прохождения практики.

14. Проверка начисления и выдачи заработной платы практикантам, оформленным на рабочие места.

Время - с 1 по 15 сентября

15. Защита отчетов по производственной практике. Форма контроля - дифференцированный зачет. В отчете обязательно должна быть справка о прохождении практики на нефтегазодобывающем предприятии, характеристика на студента с места практики, вводная часть о том, что делал и чем занимался студент на практике, выводы, нарушения, обнаруженные на рабочих местах, пожелания о повышении производительности и эффективности производства, что новое увидел и узнал в ходе практики.

Время - с 15 сентября по 1 октября.

16. Подведение итогов проведения практик

Принятие соответствующих решений на заседаниях кафедр, Ученого Совета Института нефти и газа. Время - с 1 по 15 октября.

**Примечание.** За каждый этап прохождения практики отвечает работник Института нефти и газа имени М.С. Гущериева, ответственный за проведение определенного этапа практики.

Благодаря практике на месторождениях нефти и газа обеспечивается более полное и широкое понимание учебного материала по выбранной специальности. Обеспечивается хорошее сочетание теоретического материала с практикой.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ  
ФГБОУ ВПО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М. С. ГУЦЕРИЕВА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ОТЧЕТ  
О ПЕРВОЙ УЧЕБНОЙ ПРАКТИКЕ

Студента группы \_\_\_\_\_

Руководитель практики \_\_\_\_\_

Отчет проверил «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_

Отчет защищен «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

С оценкой \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_

Ижевск

20\_\_ г.

## ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ ПО 1-Й УЧЕБНОЙ ПРАКТИКЕ

- схема установки для бурения скважины;
- породоразрушающий инструмент для сплошного бурения скважины;
- элементы бурильной колонны;
- конструкция скважины;
- структурная карта месторождения;
- профили месторождения;
- система разработки залежи;
- схема оборудования фонтанной скважины;
- схема оборудования газлифтной скважины;
- схема установки скважинного штангового насоса;
- скважинные штанговые насосы, их элементы;
- резьбовые соединения насосно-компрессорных труб и насосных штанг;
- схема установки погружного электроцентробежного насоса;
- схема установки электродиафрагменного насоса;
- схема процесса солянокислотной обработки ПЗП;
- схема процесса гидравлического разрыва пласта;
- схема установки для подземного ремонта скважины;
- инструмент и механизмы для спускоподъемных операций при подземном ремонте;
- инструмент для ловильных работ при капитальном ремонте скважин;
- схема оборудования нагнетательной скважины;
- схема сбора и транспорта скважинной продукции;
- основные сведения об автоматическом контроле технологических параметров добычи нефти и газа;
- технические средства для измерения давления, температуры, расхода уровня нефти;
- приборы для исследования нефтяных скважин;
- станции и блоки управления электродвигателями нефтяных скважин;
- нефтегазосепараторы;
- структура нефтегазодобывающей организации;
- обеспечение требований охраны труда в организации при обслуживании эксплуатационных скважин.

### ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ ПО 2-Й УЧЕБНОЙ ПРАКТИКЕ

- геолого-технический наряд на бурение скважины;
- схема промывки скважины при бурении;
- приборы для контроля качества промывочных жидкостей;
- элементы обсадной колонны;
- противовыбросовое оборудование;
- коллекторские свойства продуктивных пластов (таблица);
- физические свойства пластовой жидкости (нефти, газа, воды);
- показатели разработки залежи (продуктивного пласта);
- схема системы ППД;
- схема БКНС;
- технологический режим работы фонтанных скважин;
- технологический режим работы газлифтных скважин;
- технологический режим работы УСШН;
- технологический режим работы УПЦЭН;
- конструкция газопесочных якорей;
- устройства для борьбы с отложениями парафина;
- схема промывки песчаной пробки;
- технические средства для исследования скважин перед капитальным ремонтом;
- схема установки обезвоживания нефти;
- электродегидратор;
- системы автоматизации нефтяных скважин;
- автоматизированные групповые замерные установки;
- автоматизация ДНС и сепарационных установок;
- технические средства для оперативного учета добываемой продукции;
- нефтепромысловые резервуары и их элементы;
- обеспечение требований охраны труда при обслуживании установок подготовки нефти, газа и воды;
- организация пожарной охраны на предприятии;
- организация безопасности жизнедеятельности в организации.

**ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ  
ПО 1-Й ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ,  
НЕ РАБОТАЮЩИХ НА ДОЛЖНОСТЯХ ОПЕРАТОРОВ, ПОМОЩНИКОВ  
БУРОВОГО МАСТЕРА  
ИЛИ ПОМОЩНИКОВ МАСТЕРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

- спускоподъемные операции при бурении скважины (инструмент и оборудование);
- режимы бурения скважины по интервалам;
- системы контроля за процессом бурения, схема гидравлического индикатора веса;
- схемы вскрытия продуктивных пластов;
- схема цементирования обсадной колонны;
- контроль и регулирование качества цементного раствора, приборы и химреагенты;
- перфорация скважин, типы перфораторов;
- схема освоения скважины после бурения;
- карта разработки залежи (пласта);
- объекты разработки и их характеристика (таблица);
- эффективность методов повышения нефтеотдачи пластов (таблица);
- результаты гидродинамических исследований пластов;
- результаты исследования фонтанной скважины;
- результаты исследования газлифтной скважины;
- результаты исследования УСШН (динамометрирование, эхометрирование, дебитометрия);
- технологический режим периодически работающих УСШН;
- способы защиты насосных штанг от истирания;
- схема оборудования скважины при одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов;
- схема термоциклической обработки ПЗП;
- схема щелевой разгрузки пласта;
- эффективность методов воздействия на ПЗП;
- схема освоения фонтанной скважины;
- схема освоения насосной скважины;
- схема конечной сепарационной установки;
- режим работы установки подготовки нефти;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, сбора и подготовки нефти и газа;
- способы защиты трубопроводов и промышленного оборудования от коррозии, применяемые ингибиторы;
- охрана труда и правила безопасности при ремонтных работах в системе нефтегазосбора;
- организация диспетчерской службы на промысле;
- организация службы охраны окружающей среды.

**ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ  
ПО 2-Й ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ,  
НЕ РАБОТАЮЩИХ НА ДОЛЖНОСТЯХ ОПЕРАТОРОВ, ПОМОЩНИКОВ  
БУРОВОГО МАСТЕРА ИЛИ  
ПОМОЩНИКОВ МАСТЕРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

- геологическая обработка материалов бурения скважин (анализ кернов, шлама, данных геофизических исследований);
- геологический разрез скважины;
- геофизические исследования скважин в процессе бурения, геофизическая аппаратура;
- карта отработки долот, бурового инструмента, бурильных труб, забойных двигателей;
- схема обвязки обсадных колонн, колонные головки, типы и конструкция;
- состояние фонда скважин (таблица);
- схема импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт методом смены фильтрационных потоков;
- охрана недр при разработке месторождений;
- виды осложнений в работе фонтанных и газлифтных скважин;
- межремонтный период работы скважин по способам эксплуатации (таблица) и типам насосов: технические и технологические мероприятия по повышению МРП;
- агрегаты и спецтранспорт при воздействии на ПЗП;
- освоение скважины после подземного ремонта;
- ликвидация скважин;
- правила безопасности и охрана труда при ремонте скважин;
- схема БКНС;
- методы повышения приемистости нагнетательных скважин, их эффективность;
- схема установки обессоливания нефти;
- схема узла замера и учета товарной нефти;
- схема утилизации нефтяного газа, конструкция факелов;
- молниезащита технологических установок;
- схема установки подготовки пластовой воды;
- общие принципы организации и технические средства АСУ ТП в добыче нефти;
- технико-экономические показатели деятельности предприятия, их динамика за последние три года;
- план технического развития предприятия;
- состояние травматизма и профессиональных заболеваний, их причины и профилактика;
- организация сбыта нефти.

**ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ  
ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ,  
РАБОТАЮЩИХ ОПЕРАТОРАМИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА**

- структурная карта месторождения (по месту практики);
- объекты разработки и их характеристика (таблица);
- коллекторские свойства продуктивных пластов;
- физические свойства пластовой жидкости (нефти, газа, воды);
- показатели разработки залежи (продуктивного пласта);
- схема установки скважинного штангового насоса (УСШН);
- скважинные штанговые насосы, их элементы;
- резьбовые соединения насосно-компрессорных труб и насосных штанг;
- схема установки электроцентробежного насоса (УЭЦН);
- технологический режим работы УСШН при постоянной откачке жидкости;
- технологический режим работы УСШН при периодической откачке жидкости;
- технологический режим работы УЭЦН;
- приборы для исследования работы скважинных насосов;
- результаты исследования работы УСШН;
- конструкции газопесочных якорей;
- устройства для борьбы с отложениями парафина в подземном оборудовании;
- схема групповой замерной установки;
- схема ДНС;
- автоматизация работы установок скважинных насосов;
- функциональные обязанности оператора по добыче нефти и газа;
- обеспечение требований по охране труда при обслуживании добывающих скважин;
- отчетная документация в бригаде по добыче нефти;
- структура нефтегазодобывающего предприятия;
- требования по охране окружающей среды при добыче нефти;
- технико-экономические показатели деятельности организации, их динамика за последние три года.

**ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ  
ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ,  
РАБОТАЮЩИХ ОПЕРАТОРАМИ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**

- схема установки скважинного штангового насоса (УСШН);
- схема установки электроцентробежного насоса (УЭЦН);
- типы станков-качалок, их характеристика;
- типы скважинных штанговых насосов, их характеристика;
- типы электроцентробежных насосов, их характеристика;
- насосно-компрессорные трубы, их характеристика;
- насосные штанги, их характеристика;
- технологический режим работы УСШН при постоянной и периодической откачке жидкости;
- технологический режим работы УЭЦН;
- приборы для исследования работы скважинных насосов;
- результаты исследования работы установок скважинных насосов (УСШК, УЭЦН);
- устройства для борьбы с отложениями парафина в подземном оборудовании;
- виды подземного ремонта скважин;
- инструмент и механизмы для спускоподъемных операций при подземном ремонте;
- план процесса смены скважинного штангового насоса;
- план процесса смены электроцентробежного насоса;
- план процесса депарафинизации подземного оборудования;
- состав бригады подземного ремонта;
- отчетная документация в бригаде подземного ремонта скважин;
- структура ЗАО «Капитальный и подземный ремонт скважин»;
- техника безопасности при подземном ремонте скважин;
- требования по охране окружающей среды при подземном ремонте;
- календарный график проведения подземного ремонта скважин;
- межремонтный период работы скважин, технические и технологические мероприятия по повышению МРП;
- стоимость подземного ремонта скважины (по статьям);
- технико-экономические показатели деятельности организации, их динамика за последние три года.

**ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ  
ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ,  
РАБОТАЮЩИХ ПОМОЩНИКАМИ БУРИЛЬЩИКОВ КАПИТАЛЬНОГО  
РЕМОНТА СКВАЖИН**

- виды капитального ремонта скважин;
- элементы бурильной колонны;
- породоразрушающие инструменты, применяемые при капитальном ремонте скважин;
- виды подземного ремонта скважин;
- инструмент и механизмы для спускоподъемных операций при ремонте скважины;
- инструмент для ловильных работ при капитальном ремонте;
- схема промывки скважины;
- противовыбросовое оборудование;
- технические средства для исследования скважины перед капитальным ремонтом;
- системы контроля за процессом ремонта скважины, схема гидравлического индикатора веса;
- процесс глушения скважины перед капитальным ремонтом, жидкости глушения;
- геофизические исследования при капитальном ремонте;
- конструкция скважины;
- схема обвязки обсадных колонн, колонные головки;
- план процесса солянокислотной обработки ПЗП;
- план процесса гидравлического разрыва пласта;
- план процесса щелевой разгрузки пласта;
- эффективность методов воздействия на ПЗП;
- план процесса перевода скважины на вышележащий горизонт, установка цементного моста;
- перфорация скважин, виды перфораторов;
- повышение приемистости нагнетательных скважин;
- план процесса ограничения водопритокков;
- план ремонта эксплуатационной колонны;
- план освоения скважины после капитального ремонта;
- план ликвидации скважины;
- структура ЗАО «Капитальный и подземный ремонт скважин»;
- состав бригады капитального ремонта;
- агрегаты и спецтранспорт при капитальном ремонте скважин;
- техника безопасности при капитальном ремонте;
- требования по охране окружающей среды при капитальном ремонте;
- отчетная документация в бригаде капитального ремонта скважин;
- календарный график проведения капитального ремонта скважин;

- стоимость работ по капитальному ремонту скважины;
- технико-экономические показатели деятельности организации, их динамика за последние три года.

**ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ  
ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ,  
ПРОХОДЯЩИХ ПРАКТИКУ ПОМОЩНИКАМИ МАСТЕРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

- геологическая характеристика эксплуатационных объектов (по месту практики);
- физические свойства пластовой жидкости (нефть, газ, вода);
- способы эксплуатации скважин. Фонд скважин, добыча жидкости, нефти;
- технико-эксплуатационная характеристика скважин, эксплуатирующихся УСШН;
- технологический режим работы УСШН;
- результаты исследования УСШН (динамометрирование, эхометрия);
- технико-эксплуатационная характеристика скважин, эксплуатируемых УЭЦН;
- технологический режим работы УЭЦН;
- результаты исследования УЭЦН;
- осложнения при эксплуатации глубинно-насосных скважин и методы борьбы;
- замер дебита скважин. Схема ГЗУ. Определение обводненности скважинной продукции;
- методы повышения продуктивности скважин и их эффективность;
- методы увеличения нефтеотдачи пластов и их эффективность;
- предварительная сепарация скважинной продукции, схема ДНС;
- промысловая подготовка нефти и воды, технологические процессы, схема УПН и КСУ;
- запорная и регулирующая аппаратура на промысловых трубопроводах;
- элементы автоматизации и диспетчеризации на промысле;
- подземный ремонт скважин, виды подземного ремонта;
- состав бригады по добыче нефти, функциональные обязанности членов бригады;
- отчетная документация мастера;
- ремонтные работы на объектах обслуживания;
- работы по охране окружающей среды;
- основные правила техники безопасности при обслуживании скважин и технологических установок;
- организационная структура цеха по добыче нефти;
- себестоимость добычи нефти;
- предложения по совершенствованию организации труда и улучшению технико-экономических показателей эксплуатации скважин;
- экономический анализ деятельности нефтегазодобывающего предприятия (подразделения);
- экономическое обоснование разработки отдельных месторождений с высоковязкими нефтями;
- эффективность мероприятий по внедрению новых технологий при разработке месторождений с высоковязкими нефтями.

**ВОПРОСЫ К ОТЧЕТУ  
ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ ДЛЯ СТУДЕНТОВ,  
ПРОХОДЯЩИХ ПРАКТИКУ В КАЧЕСТВЕ ПОМОЩНИКОВ БУРИЛЬЩИКА  
ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

- основные понятия о нефтяном и газовом месторождении, характеристика месторождения;
- классификация буровых установок. Основные технические характеристики. Условная глубина бурения;
- основные сведения о конструкциях скважин;
- оборудование устья скважин при бурении. Противовыбросовое оборудование;
- агрегатный состав буровой установки, назначение основных агрегатов, их основные параметры, обозначения (буровая вышка, талевая система, лебедка, привод, буровые насосы, ротор, циркуляционная система, пневматическая система БУ, буровые ключи);
- забойные двигатели, их типоразмеры, характеристики, эксплуатация;
- буровой инструмент (бурильные трубы, долота и т.п.). Назначение, конструкция, эксплуатация;
- сведения по технологии бурения и обслуживания буровых установок в объеме знаний помощника бурильщика 4 разряда;
- обслуживание противовыбросового оборудования;
- замер и шаблонирование обсадных труб;
- освоение эксплуатационных и испытание разведочных скважин на нефть и газ;
- приготовление промывочной и др. жидкостей;
- спускоподъемные операции. Технология;
- бурение. Выбор режима работы буровых насосов, регулирование нагрузки на долото, контроль параметров глинистого раствора;
- осложнения в бурении. Способы ликвидации;
- спуск и цементирование обсадной колонны.

**ПРИМЕРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ВОПРОСОВ  
К ОТЧЕТУ ПО ПРЕДДИПЛОМНОЙ ПРАКТИКЕ  
СТУДЕНТОВ СПЕЦИАЛЬНОСТИ 130503 (090600)  
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМЫ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

Основная текстовая часть отчета должна включать: ВВЕДЕНИЕ;  
1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ; 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ;  
3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ; 4. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И  
БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ; 5. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ НЕДР И  
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ; ЗАКЛЮЧЕНИЕ; СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ  
ИСТОЧНИКОВ.

Во **ВВЕДЕНИИ** на основе литературных данных кратко излагаются основные задачи развития нефтяной и газовой промышленности, значение и современное состояние рассматриваемой проблемы. Следует четко сформулировать, цель выполняемой работы, задачи.

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ** включает пункты:

1.1. Общие сведения о месторождении; 1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения; 1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов; 1.4. Физико-химические свойства нефти, газа, воды; 1.5. Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное конечное и текущее значения),  $K_{OXB}$ ,  $K_{BYT}$ ; 1.6. Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении.

**1.1. Общие сведения о месторождении**

В общих сведениях о месторождении указывается географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, пристани и расстояния до них. Характеризуются природно-климатические условия (орогидрография, геоморфология, заболоченность местности и др.), имеющие существенное значение для принятия проектных решений, проектирования сборных сетей транспортировки нефти, газа. Указывается расстояние до ближайших разрабатываемых месторождений, приводятся сведения о размещении и мощностях, действующих в районе месторождения буровых, нефтедобывающих и строительных организаций, баз производственного обслуживания, магистральных нефтепроводов, автомобильных дорог, подъездных путей к месторождению, существующих источников питьевого и технического водоснабжения; сведения по энергоснабжению и сейсмичности района, обеспеченности строительными материалами, в том числе для приготовления бурового раствора.

**1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения**

В разделе приводится краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза площади. Дается характеристика каждой залежи, тип залежи по фазовому состоянию УВ, литологическая характеристика пластов, покрышек и вмещающих пород; приводится описание структурных планов залежей по

кровле проницаемых частей продуктивных горизонтов; показываются зоны замещения и вклинивания коллекторов, тектонические нарушения. Указываются высоты газовых шапок, нефтяных частей залежей, их размеры площади, абсолютные отметки ВНК, ГНК, ГВК. Показываются внешние и внутренние контуры нефтеносности и газоносности. Анализируются изменения нефтенасыщенных толщин, коэффициентов расчлененности и песчаности площади залежи. Фактические данные характеризующие геологическое строение залежи по продуктивным горизонтам систематизируются в таблицу (**приложение 14**). Указывается характеристика продуктивных горизонтов (режим работы пластов, нефтенасыщенные толщины, коллекторские свойства, начальные пластовые температура и давление).

Перечень рекомендуемых графических приложений включает: литолого-стратиграфический разрез месторождения; структурную карту по кровле наиболее продуктивного горизонта; карту эффективной нефтенасыщенной толщины с контурами нефтегазоносности по одному из продуктивных объектов; геологический профиль по продуктивной толще месторождения.

### **1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов**

Раздел включает характеристику коллекторских свойств пород-коллекторов по данным анализа образцов керна, материалам ГИС и данным гидродинамического исследования пластов и скважин. При этом определяется открытая пористость, проницаемость пород по воздуху и воде, коэффициента нефтегазонасыщенности, содержание связанной воды, остаточная нефтенасыщенность в газовых частях залежей. По данным лабораторных исследований образцов керна из продуктивных пластов определяется вещественный состав, глинистость и карбонатность пород, их гранулометрический состав, степень отсортированности зерен, коэффициенты сжимаемости. Дается характеристика коллекторских свойств (общая пористость, проницаемость, давление прорыва пород-перемычек и т.д.).

Проводится анализ коллекторских свойств, определяемых различными методами, количество определений и надежность полученных результатов, средние величины показателей коллекторских свойств и принятые значения для проектирования. Оценивается неоднородность коллекторских свойств, их изменчивость по разрезу и площади залежи. Характеризуется гидропроводность и пьезопроводность пород, определяется подвижность нефтей в пластовых условиях. Гидродинамические данные используются для определения статистических данных.

### **1.4. Физико-химические свойства нефти, газа, воды**

В разделе приводятся краткие сведения об условиях отбора нефти, газа и воды, отобранные из скважин на разных участках залежей, и использованные для определения свойств и состава пластовых флюидов. Характеризуется представительность этих проб. Приводятся данные анализа изменения свойств нефти (плотности, давление насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости в пластовых условиях и при 20<sup>0</sup> по С) по площади и разрезу залежей.

В газонефтяных и нефтегазовых залежах особое внимание уделяется переходной зоне ниже ГНК, в нефтяных залежах – в зоне ВНК. В табличной форме представляются данные о компонентном составе растворенного газа и пластовой нефти, физико-химических свойствах и фракционном составе разгазированной нефти, содержании ионов и примесей в пластовой и предлагаемой для заводнения воды (**приложение 15, 16, 17**).

**1.5. Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное конечное и текущее значения),  $K_{OXB}$ ,  $K_{BYT}$**

В разделе приводятся утвержденные ГКЗ РФ подсчетные параметры, балансовые и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа, распределение их по зонам и категориям. При промышленном содержании в нефти, растворенном, свободном газе, пластовой воде ценных не углеводородных компонентов дополнительно приводятся их запасы.

В таблицах приводятся подсчетные параметры извлекаемых запасов нефти, свободного и растворенного газа. Начальные запасы приводятся по последнему подсчету, а остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа и др. компонентов – на дату составления дипломного проекта (**приложение 18**).

**1.6. Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении**

Осложняющие факторы по геологическому строению залежей, структуре запасов (наличие крайне неоднородных, трещиновато-порово-кавернозных карбонатных коллекторов и др.), многопластовость, расчлененность, наличие газовых шапок, водоплавающих залежей. Нефти повышенной и высокой вязкости со значительным содержанием асфальто-смоло-парафиновых соединений (АСПО).

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ** состоит из следующих подразделов (одно из трех направлений, в зависимости от темы работы):

*Совершенствование системы разработки*

- Существующее состояние разработки месторождения.
- Совершенствование системы разработки нефтяной залежи.
- Совершенствование режима разработки нефтяной залежи.
- Применение методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).
- Предложения по совершенствованию методов ПНП.

*Требования к структуре задания по технологическому разделу*

**2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения**

Приводятся краткие сведения, характеризующие историю проектирования разработки месторождения: общее число проектных технологических документов, основные этапы и цели проектирования. Приводятся сведения о действующем проектом технологическом документе и результатах его реализации. Приводятся данные о системе размещения и плотности сеток скважин, текущей добычи нефти, газа, жидкости из пластов, обводненности, накопленной добычи.

## **2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения**

В разделе приводится анализ основных технологических показателей разработки: динамика добычи нефти, жидкости, обводненности, закачки воды или иного агента воздействия, дебитов скважин и соответствие их проектным решениям; состояние фонда скважин; распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости, обводненности, накопленной добыче нефти и жидкости.

### **2.2.1. Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки**

Проводится сравнение проектных и фактических показателей за последние 5 лет. Результаты сравнения представляются в форме таблицы (**приложение 19**). Строятся графики динамики основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды). Выявляются основные причины расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти. По фактическим показателям разработки анализируются причины неравномерной выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам, оценивается технологическая эффективность разработки отдельных объектов и (или) месторождения в целом.

### **2.2.2. Техничко-эксплуатационная характеристика фонда скважин**

Приводятся данные о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату проектирования (**приложение 20, 21**).

### **2.2.3. Анализ состояния фонда скважин**

Проводится сравнение фонда скважин по дебиту, обводненности. С позиции соответствия фактического использования фонда скважин их проектному назначению анализируются следующие положения: обоснованность переводов скважин на другие объекты; возможность совместно - раздельной эксплуатации различных по параметрам объектов в одной скважине; коэффициенты использования скважин.

### **2.2.4. Анализ примененных на данном месторождении технических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти**

Данный раздел посвящен анализу эффективности применяемых методов воздействия на залежи для увеличения нефтедобычи или интенсификации добычи нефти. Необходимо привести краткую характеристику примененных технологий по видам воздействия и результаты применения методов по видам воздействия или технологиям на темпы отбора запасов и нефтеотдачу пластов.

### **2.2.5. Анализ выработки запасов нефти**

Раздел посвящен анализу показателей выработки запасов углеводородного сырья по результатам контроля выработки запасов геолого-промысловыми и промыслово-геофизическими методами исследований. Приводится карта остаточных запасов, карта накопленных отборов (по рассматриваемому в дипломном проекте продуктивному горизонту).

### **2.2.6. Анализ эффективности реализуемой системы разработки**

На основании данных анализа текущего состояния разработки объекта формируются выводы об эффективности применяемых систем разработки и определяются основные направления их совершенствования.

### *Интенсификация добычи нефти*

- Применяемые методы ОПЗ.
- Предложения по совершенствованию методов ОПЗ.
- Выбор методов предупреждения и удаления отложений солей и АСПО.
- Выбор методов антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования.
- Выбор методов увеличения МРП и СНО скважин, оборудованных насосными установками.
- Выбор режимов работы скважин, оборудованных насосными установками.
- Геолого-технические мероприятия по фонду скважин.

#### *Требования к структуре задания по технологическому разделу*

- 2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения
- 2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения
  - 2.2.1. Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки
  - 2.2.2. Техничко-эксплуатационная характеристика фонда скважин
  - 2.2.3. Анализ примененных на данном месторождении технических решений для интенсификации добычи нефти
  - 2.2.4. Анализ выработки запасов нефти
  - 2.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

#### *Повышение качества подготовки скважинной продукции*

- Совершенствование системы промысловой подготовки нефти и воды.

#### *Требования к структуре задания по технологическому разделу*

- 2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения
- 2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения
- 2.3. Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки
- 2.4. Техничко-эксплуатационная характеристика фонда скважин
- 2.5. Анализ состояния фонда скважин
- 2.6. Техничко-эксплуатационная характеристика системы сбора и транспорта нефти и газа
- 2.7. Анализ состояния системы внутрипромыслового сбора и транспорта нефти и газа
- 2.8. Анализ примененных на данном месторождении технических решений для повышения качества подготовки скважинной продукции

**III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ** включает организационную структуру предприятия, технико-экономические показатели разработки месторождения и их анализ.

Экономический раздел состоит из следующих подразделов:

- 3.1. Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения
- 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта  
Исходные данные оформляются в сводную таблицу (**приложение 22**).

**IV. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ** включает в себя характеристику проектируемого объекта, электро- и пожарная безопасность, концентрацию вредных веществ, требования безопасности к производственному оборудованию, план обеспечения безопасности жизнедеятельности в условиях стихийных бедствий и катастроф. Подраздел включает вопросы, предусмотренные правилами разработки нефтяных месторождений.

Раздел охраны труда и промышленной безопасности состоит из следующих подразделов:

4.1. Нормативно-правовая база

4.2. План конкретных мероприятий по обеспечению требований промышленной безопасности

4.3. План конкретных мероприятий по обеспечению санитарно-гигиенических требований

4.4. План конкретных мероприятий по обеспечению требований противопожарной безопасности

**V. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ** с учетом особенностей данного месторождения включает в себя следующие подразделы:

**5.1. Нормативно-правовая база**

В подразделе необходимо привести основные действующие Федеральные законы, регламентирующие вопросы охраны окружающей среды и охраны недр, а также нормативные документы министерств, ведомств, нефтяных компаний и нефтяных предприятий по обеспечению требований охраны окружающей среды и охраны недр при проведении проектируемых работ.

**5.2. Мониторинг воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу, биоту при проведении проектируемых работ**

**5.3. План мероприятий, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей среды и охраны недр при проведении проектируемых работ**

Требования к содержанию задания по разделу «**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**». В заключении должны быть сделаны выводы по каждому подразделу отчета.

Требования к содержанию задания по разделу «**Список использованных источников**». Список использованных источников должен содержать полный перечень документов, литературы, использованных при написании отчета. При ссылке в тексте на источник следует приводить его порядковый номер из списка источников. Источники в списке следует располагать в порядке их упоминания в тексте.

ФГБОУ ВПО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Д Н Е В Н И К**  
**учебной практики**

Институт нефти и газа им. М.С. Гудериева

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

**ПУТЕВКА**

Студент \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ курса \_\_\_\_\_

Направлен на \_\_\_\_\_ учебную практику \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Срок практики \_\_\_\_\_

Руководитель учебной практики \_\_\_\_\_

Директор Института

Зав. кафедрой

## Отчет студента о проделанной работе за период учебной практики



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ  
ФГБОУ ВПО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М. С. ГУЦЕРИЕВА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Д Н Е В Н И К  
производственной практики

Студент \_\_\_\_\_

Курс \_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

## ПАМЯТКА

для студентов, проходящих производственную практику

Производственная практика студентов университета является органической частью учебного процесса. Прохождение производственной практики является обязательным наравне с прохождением теоретических дисциплин учебного плана.

На производственную практику допускаются студенты, полностью выполнившие учебный план теоретического обучения.

Производственная практика проводится в лабораториях научно-исследовательских учреждений, вузов, на промышленных предприятиях в сроки, установленные учебным планом.

С момента зачисления на производственную практику на студентов распространяются все правила внутреннего распорядка учреждения. В период прохождения практики студент обязан соблюдать трудовую дисциплину. За нарушение внутреннего распорядка руководители предприятия имеют право накладывать на студентов взыскание, вплоть до отчисления с места прохождения практики. Контроль за всей работой студентов в период практики возлагается на руководителя практики, выделяемого кафедрой по каждой специализации. На месте производственной практики каждый студент прикрепляется персонально к руководителю практики от предприятия.

Прежде, чем приступить к работе, студент должен пройти инструктаж по технике безопасности.

## Цель, задачи и содержание практики

Целью производственной практики является закрепление и углубление теоретических знаний, приобретение опыта самостоятельной работы, получение навыков в проведении научно-исследовательской и практической работы по избранной специальности.

За время прохождения производственной практики студент обязан ознакомиться с общими задачами, решаемыми научной лабораторией (отделом, цехом и т. п.), методами решения этих задач, а также с целью конкретной темы или задания, выполнение которых будет являться предметом производственной практики студента. Должна быть освоена методика исследования, необходимая аппаратура, собрана и изучена рекомендованная литература.

Студент обязан своевременно выполнять все административные и научно-технические указания руководителя практики, обеспечивать высокое качество выполняемых работ. Согласно методическому плану, составленному совместно с руководителем практики, должны быть проведены необходимые исследования, опыты, наблюдения. Изменение методического плана в ходе работы возможно только по согласованию с руководителем практики.

Научные материалы, полученные студентом во время практики, могут быть использованы затем в курсовой и дипломной работе.

## Документация и отчетность по практике

Перед практикой студент должен получить от кафедры программу практики, индивидуальное задание по курсовой (дипломной) работе, дневник производственной практики.

По окончании практики студент должен сдать на кафедру дневник, отчет о производственной практике, заверенный руководителем практики от предприятия, характеристику производственной работы от руководителя практики.

Дневник производственной практики заполняется лично студентом. Записи о выполненных работах проводятся по мере надобности, но не реже одного раза в неделю и заверяются подписью руководителя практики.

Отчет по практике составляется студентом-практикантом в соответствии с программой практики и дополнительными указаниями руководителя практики на производстве.

В отчете должны быть освещены следующие вопросы:

1. Общие сведения о базе практики, порядке и срокам практики.
2. Цель и задачи индивидуальных работ (исследований).
3. Методы проведения работ (исследований).
4. Результаты проведения исследований.

Научные (или технические) выводы из результатов индивидуального исследования

5. Научные (или технические) выводы из результатов индивидуального исследования.

6. Список собранной и проработанной литературы.
  7. В каких мероприятиях предприятия (организации) участвовал.
  8. Оценка своей работы во время практики (положительные стороны и недостатки).
  9. Предложения студента по улучшению организации и проведению практики.
  10. Какую помощь конкретно оказывал руководитель практики от предприятия.
  11. Заключение (общая оценка результатов практики, научно-технические рекомендации, рационализаторские предложения и т. д.).
- Отчет по мере надобности иллюстрируется рисунками, чертежами, схемами, фотографиями и т. п.
- Отчеты защищаются на заседании кафедры с выставлением дифференцированной оценки. Аттестация по практике без представления дневника и отчета не проводится.
- Студент, не аттестованный за практику в срок, считается задолжником.
- Студент, не выполнивший программу практики по уважительной причине, направляется на практику повторно, в свободное от учебы время.
- Студент, не выполнивший программу практики без уважительной причины, получивший отрицательный отзыв или неудовлетворительную оценку, отчисляется из университета за академическую неуспеваемость в порядке, предусмотренном Уставом вуза.
- Оценка по производственной практике принимается во внимание при назначении на стипендию наравне с другими дисциплинами учебного плана.

## І. ПУТЕВКА

1. Фамилия \_\_\_\_\_

2. Имя и отчество \_\_\_\_\_

3. Курс \_\_\_\_\_

4. Специальность \_\_\_\_\_

5. Специализация \_\_\_\_\_

6. Место практики \_\_\_\_\_

7. Сроки практики с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_

8. Дата выезда из УдГУ \_\_\_\_\_

9. Руководитель практики от факультета \_\_\_\_\_

Печать \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Директор Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева \_\_\_\_\_

Руководитель практики от Института \_\_\_\_\_

## II. Даты прохождения практики

1. Прибыл на место практики \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

подпись и печать

2. Назначен

---

---

и приступил к работе \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

подпись и печать

3. Переведен \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

4. Откомандирован в УдГУ \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

подпись и печать





**IV. СПИСОК  
материалов, собранных студентом в период прохождения производствен-  
ной практики для курсовой (дипломной) работы**

## **V. Предложения студента по улучшению работы предприятия, учреждения**

## **VI. Заключение студента по итогам практики и его предложения**

**VII. Характеристика работы студента учреждением, производственной организацией и т. д. (с указанием его теоретической подготовки, качества выполненной работы, трудовой дисциплины и недостатков, если они имели место)**

### **VIII. Оценка кафедрой отчета-аттестации студента о прохождении производственной практики.**

Дается краткая рецензия (с указанием достоинств и недостатков и оценка по пятибалльной системе)

**Для заметок и дополнительных записей**

**Показатели разработки Мишкинского месторождения**

Показатели	Един. изм.	Годы разработки					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 1 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8

### Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки			
	1	2	...	n
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м				
Тип залежи				
Тип коллектора				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>				
Средняя общая толщина, м				
Средняя газонасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>				
Коэффициент песчаности, доли ед.				
Расчлененность				
Начальная пластовая температура, °С				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>				
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>				
Абсолютная отметка ГНК, м				
Абсолютная отметка ВНК, м				
Объемный коэффициент нефти, доли ед.				
Содержание серы в нефти, %				
Содержание парафина в нефти, %				
Давление насыщения нефти газом, МПа				
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т				
Содержание сероводорода, %				
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>				
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>				
Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>				
нефти				
воды				
породы				
Коэффициент вытеснения, доли ед.				

**Свойства пластовой нефти \_\_\_\_ пласта \_\_\_\_ месторождения**

Наименование параметра	Численные значения	
	диапазон значений	принятые значения
1	2	3
Пластовое давление, МПа		
Пластовая температура, °С		
Давление насыщения, МПа		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т		
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т $P_1 = \text{МПа}; t_1 = \dots^\circ\text{C}$ $P_2 = \text{МПа}; t_2 = \dots^\circ\text{C}$ $P_3 = \text{МПа}; t_3 = \dots^\circ\text{C}$ $P_4 = \text{МПа}; t_4 = \dots^\circ\text{C}$		
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>		
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		

**Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной  
и пластовой нефти**

Наименование параметра	Пласт (горизонт)				пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород					
- двуокись углерода					
- азот+редкие					
в т.ч. гелий					
- метан					
- этан					
- пропан					
- изобутан					
- норм, бутан					
- изопентан					
- норм. пентан					
- гексаны					
- гептаны					
- октаны					
- остаток C <sub>9+</sub>					
Молекулярная масса					
Плотность					
- газа, кг/м <sup>3</sup>					
- газа относительная					
(по воздуху), доли ед.					
- нефти, кг/м <sup>3</sup>					

**Свойства и состав пластовых вод  
пласта \_\_\_\_\_ месторождения \_\_\_\_\_  
(по результатам анализа вод \_\_\_\_\_ водоносного комплекса)**

Наименование параметра	Пласт (горизонт).....	
	Диапазон изменения	Средние значения
1	2	3
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях		
- в условиях пласта		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>		
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		
Ca <sup>+2</sup>		
Mg <sup>+2</sup>		
Cl <sup>-</sup>		
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>		
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>		
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>		
Br <sup>-</sup>		
I <sup>-</sup>		
B <sup>+3</sup>		
Li <sup>+</sup>		
Sr <sup>+2</sup>		
Rb <sup>+</sup>		
Cs <sup>+</sup>		
Общая минерализация, г/л		
Водородный показатель, рН		
Жесткость общая,(мг-экв/л)		
Химический тип воды, преимущественный ( по В.А.Сулину)		
Количество исследованных проб (скважин)		

**Состояние запасов нефти**

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				
	утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе									
	геологические		извлекаемые		КИН C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , доли ед.	геологические		извлекаемые		КИН C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , доли ед.	геологические		извлекаемые		Текущий КИН, доли ед.
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

**Сравнение проектных и фактических показателей разработки  
пласт \_\_\_\_\_ месторождение \_\_\_\_\_**

№	Показатели	t*-5		t*-4		t*-3		t*-2		t*-1	
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Добыча нефти всего, тыс. т										
2	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т										
3	из новых скважин, тыс. т										
4	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.										
5	В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.										
6	из разведочного бурения, шт.										
7	переводом с других объектов, шт.										
8	Ввод боковых стволов, шт.										
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут.										
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни										
11	Средняя глубина новой скважины, м										
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м										
13	В том числе: добывающих скважин, тыс. м										
14	вспомогательных и специальных скважин, тыс. м										
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни										
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т										
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. т										
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т										
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. т										
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. т										
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %										
22	Мощность новых скважин, тыс. т										
23	Выбытие добывающих скважин всего, шт.										
24	В том числе под закачку, шт.										
25	Фонд добывающих скважин на конец года шт.										
26	В том числе нагнетательных в отработке, шт.										
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.										
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.										
29	Фонд механизированных скважин, шт.										
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.										
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.										

продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года шт.										
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.										
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут										
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут										
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут										
37	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут										
38	Средний дебит переходящих скважин по нефти по нефти, т/сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по воде, м <sup>3</sup> /сут										
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут										
41	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %										
42	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %										
43	Средняя обводненность продукции новых скважин, %										
44	Добыча жидкости всего, тыс.т										
45	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т										
46	из новых скважин, тыс. т										
47	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т										
48	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т										
49	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.										
50	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %										
51	Темп отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %										
52	Темп отбора нефти от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %										
53	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>										
54	Закачка газа, млн. м <sup>3</sup>										
55	Закачка воды с начала разработки, тыс. м <sup>3</sup>										
56	Закачка газа с начала разработки, млн. м <sup>3</sup>										
57	Компенсация отбора: текущая, %										
58	с начала разработки, %										

### Состояние реализации проектного фонда скважин

№ п/п	Категория фонда	Объект 1	...	Объект N	Месторождение
1	Утвержденный проектный фонд, всего				
	в том числе:				
	- добывающие				
	- нагнетательные				
	- газовые				
	- контрольные				
	- водозаборные				
2	Фонд скважин на 1.01.... г., всего				
	в том числе:				
	- добывающие				
	- нагнетательные				
	- газовые				
	- контрольные				
	- водозаборные				
3	Фонд скважин для бурения				
	На 1.01.....г., всего				
	в том числе:				
	- добывающие				
	- нагнетательные				
	- газовые				
	- контрольные				
	- водозаборные				

## Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	
	В том числе:	
	Действующие	
	из них: фонтанные	
	ЭЦН	
	ШГН	
	газлифт:	
	– бескомпрессорный	
	– внутрискважинный	
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
	В консервации	
	Наблюдательные	
	Переведены под закачку	
	Переведены на другие горизонты	
В ожидании ликвидации		
Ликвидированные		
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	
	Возвращено с других горизонтов	
	Переведены из добывающих	
	Всего	
	В том числе:	
	Под закачкой	
	Бездействующие	
	В освоении	
	В консервации	
	В отработке на нефть	
	Переведены на другие горизонты	
	В ожидании ликвидации	
	Ликвидированные	
	Пробурено	
Фонд газовых скважин	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	
	В том числе:	
	Действующие	
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
	В консервации	
	Наблюдательные	
	Переведены на другие горизонты	
	В ожидании ликвидации	
Ликвидированные		

## Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
<b>1.</b>	<b>Цена реализации:</b>	
	на нефть на внутреннем рынке, руб./т	
	на нефть на внешнем рынке, руб./т	
	на попутный газ, руб./тыс.м <sup>3</sup>	
	на природный газ, руб./тыс.м <sup>3</sup>	
	другие показатели, в т.ч. цена продукции нефтегазопереработки, используемые при оценке экономической эффективности проекта	
<b>2.</b>	<b>Налоги и платежи:</b>	
	НДС, %	
	Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т, руб./тыс. м <sup>3</sup> , %	
	На имущество, %	
	На прибыль, %	
	Единый социальный налог, %	
	Тариф на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний, %	
	Налог на нужды общеобразовательных учреждений, %	
	Ресурсные платежи, руб.	
	Транспортные расходы – внешний рынок, долл./т	
	Экспортная таможенная пошлина, руб./т, %	
<b>3.</b>	<b>Капитальные вложения:</b>	
<b>3.1</b>	<b>Эксплуатационное бурение скважин, млн. руб.:</b>	
	- бурение добывающей скважины вертикальной,	
	наклонно-направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	- бурение нагнетательной скважины вертикальной, млн.руб.	
	наклонно-направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	- бурение газовой скважины, млн.руб.	
	- оборудование для нефтедобычи, млн. руб./скв.	
	- оборудование для закачки, млн. руб./скв.	
<b>3.2</b>	<b>Промысловое обустройство:</b>	
	- сбор и транспорт нефти, млн. руб./скв. доб.	
	- комплексная автоматизация, млн. руб./скв.	
	- электроснабжение и связь, млн. руб./скв. доб.	
	- промводоснабжение, млн. руб./скв.	
	- базы производственного обслуживания, млн. руб./скв.	
	- автодорожное строительство, млн. руб./скв.	
	- заводнение нефтяных пластов, млн. руб./скв. нагн.	
	- технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т	
	- оборудование и установки для методов увеличения нефтеотдачи пласта, млн. руб./шт.	
	- специальные трубопроводы для закачки рабочего агента в пласт, млн. руб./км	
	- очистные сооружения, тыс. руб./м <sup>3</sup> сут. ввод. мощн.	
	- установка предварительной подготовки газа (УПП), млн. руб./устан.	
	- установка комплексной подготовки газа (УКПГ), млн. руб./устан.	
	- газосборные коллекторы, тыс.руб./км.	
	- установка стабилизации конденсата (УСК), млн. руб./устан.	
	- установка сероочистки (УСО), млн. руб./устан.	
	- природоохранные мероприятия, %	

	- прочие (непредвиденные затраты), %	
<b>4.</b>	<b>Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):</b>	
	Обслуживание добывающих скважин (с общепромысловыми затратами), млн. руб./скв.-год	
	Обслуживание нагнетательных скважин (с общепромысловыми затратами) млн. руб./скв.-год	
	Сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости	
	Ликвидационные затраты, млн. руб.	
<b>5.</b>	<b>Дополнительные данные:</b>	
	Норма амортизации, %	
	Норматив приведения разновременных затрат, %	
	Курс доллара США, руб./\$	
	Другие дополнительные данные, используемые при оценке экономической эффективности проекта	

*Учебное издание*

**Борхович Сергей Юрьевич  
Волков Алексей Яковлевич**

**Программы и методические рекомендации  
по организации практик студентов  
специальности (090600) 130503  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

*Авторская редакция*  
Компьютерная вёрстка О.Г. Юманова

Подписано в печать 2012. Формат 60 x 84 1/16.  
Бумага офсетная. Гарнитура «Тайме». Печать офсетная.  
Усл. печ. л. 3,48. Уч.-изд. л. 3,2.  
Тираж 100 экз. Заказ № .....

Типография ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет»  
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 2.