Федеральное агентство по образованию

Удмурский государственный университет

Нефтяной факультет

Кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений

**С.Ю. БОРХОВИЧ , О.М. МИРСАЕТОВ**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**к дипломному проектированию для студентов очной и заочной форм обучения**

**специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Ижевск, 2005

УДК 622.279

**С. Ю. Борхович, О.М. Мирсаетов**

Методические указания к дипломному проектированию для студентов очной и заочной форм обучения специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – Ижевск: Удмуртский государственный университет, 2005.-100 с.

В методический указаниях представлены требования к дипломному проекту, даны примерные тему заданий на проектирование, рассмотрены вопросы защиты проектов. Методические указания рассчитаны на студентов нефтяного факультета, будут полезны преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование, аспирантам и научным работникам при оформлении к изданию рукописей, статей, докладов.

**Рецензенты:**

**В.И. Кудинов** – д.т.н., профессор, зав. кафедры РЭНГМ.

**А.Я. Волков –** к.э.н., профессор, зав. кафедры ЭУНГП

УДК 622.279

© Борхович С.Ю., Мирсаетов О.М., сост., 2005

Содержание

**ВВЕДЕНИЕ**

Выполнение выпускного квалификационного проекта в форме дипломного, является важным условием подготовки высококвалифицированного горного инженера по специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Дипломный проект должен выполняться в тесной связи с производственной практикой, базироваться на конкретном фактическом промысловом материале с учетом технического и технологического процесса.

Методическое пособие разработано в целях оказания помощи студенту, обучающемуся по специальности 090600 в выборе темы дипломного проекта, раскрытии ее сущности и успешной защите перед Государственной аттестационной комиссии (ГАК).

Настоящие методические указания устанавливают регламентированные требования, структуру и правила оформления дипломных проектов, выполняемых студентами специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Цель методических указаний является формирование у студентов комплекса знаний по вопросам изложения дипломных проектов и других учебных и научных работ.

Работа над проектом является заключительной стадией обучения студента в ВУЗе и начинается задолго до срока, отведенного на проектирование, включает следующие цели:

- систематизацию, закрепление и расширение теоретических и практических знаний по специальности и применение этих знаний при решении конкретных производственных задач;

- развитие и закрепление навыков ведения самостоятельной работы студента с первичными производственными документами и технической литературой;

- выработка аналитического решения при изучении той или иной технологии и техники, сравнение их с подобными отечественными и зарубежными достижениями в выбранном студентом направлении;

- закрепление полученных навыков к применению самостоятельных организационно-технических решений, обладающих большей эффективностью;

- закрепление навыков грамотно и сжато техническим языком излагать суть раскрываемой темы с выводами и иллюстрациями описываемой проблемы схемами, рисунками и чертежами;

- закрепление навыков выполнения рабочих чертежей оборудования в соответствии с требованиями стандартов.

На качество выпускной работы влияеть успешный выбор ракрываемой проблемы на орснове научных исследований, усовершенствования технологии и техники и связи принятых решений на примере промысловых опытов. Наиболее полно эти требования и возможности могут быть реализованы при выполнении дипломного проекта и использовании фактического материала, собранного во время преддипломной производственной практики.

Работу над дипломным проектом можно разбить на 4 стадии: сбор и подготовка промыслового материала, исполнение проекта, написание и оформление его и защите перед Государственной аттестационной комиссией (ГАК).

Первая стадия заключается в сборе исходных данных к проекту во время производственной и преддипломной практик в НГДУ.

Порядок работы на этой стадии следующий.

В предпоследнем семестре студент выбирает направление работы над проектом («Техника и технология добычи нефти и газа», «Сбор и первичная подготовка скважинной продукции к транспорту», «Разработка нефтяных месторождений»). Руководителем дипломного проектирования может быть инженер с высшим образованием по квалификации «геолог» или «горный инженер», работающий по выбранному студенту направлению темы дипломного проекта.

В начале студент прорабатывает литературу, рекомендованную руководителем дипломного проекта, консультируется с ним по сбору материала, составляет таблицу, в которую будет вноситься промысловый материал, собранный студентом во время практики.

После прохождения производственной практики, руководителем составляется дипломное задание с учетом разделов (см. в приложении) «Охранатруда» и «Организация и планирование НГП». Затем студент утверждает дипломное задание и календарный план у руководителя преддипломной практики (см. раздел) и выезжаетнапреддипломную практику для непосредственного сбора промыслового материала.

После прохождения производственной практики студент-дипломник начинает работать над дипломным проектом согласно плану - заданию на дипломное проектирование. Одновременно дипломник составляет список литературы, необходимой для работы над проектом (ежемесячные выпуски журналов, библиографические информации и т.п.).

Вторая стадия состоит в исполнении проекта (анализ промыслового материала, отбор литературы, разработка рекомендаций и т.п.) в соответствии с задачей дипломного проекта.

Третья стадия включает в себя написание дипломного проекта, оформление графического материала и получении рецензии на проект.

Последние две стадии работы выполняются студентом в срок, специально отведенный для выполнения дипломного проекта (н-р с 15 марта - 31 мая).

Четвертая стадия (с 1 по 30 июня) - защита студентом проекта.

1. **Схема дипломного проекта**

Схема дипломного проекта (прилож. 6) позволяет студенту представить структуру его будущего проекта.

Он состоит из титульного листа (прилож.7) аннотации, дипломного задания (см. прилож.8), пояснительной записки, содержания проекта (оглавления) и графического материала.

Пояснительная записка содержит предисловие (введение), три раздела: исходный (отправной), анализируемый, проектируемый, заключение (выводы и рекомендации) - и использованная литература.

Аннотация, излагающая краткое содержание дипломного проекта, должна занимать не более полстраницы.

В предисловии (введении) раскрывается актуальность разрабатываемый дипломником, и путь ее решения.

По исходному (отправному) разделу пояснительной записки материал к трем главам этого раздела студенты собирают на производственной и преддипломной практике (на схеме эти главы показаны штриховыми линиями). Первая глава этого раздела - геопромысловая (если тема проекта по «ТТДН» или сбору и подготовке скважинной продукции к транспорту) или геологическая характеристика месторождения (если тема проекта по разработке месторождения). В геологической или геолого-промысловой характеристике месторождения отражается положение и орогидрография месторождения, типовой стратиграфический раздел и тектоника продуктивных отложений, профили месторождения, коллекторские свойства объекта (пласта) разработки, история и состояние разработки месторождения (число скважин, расположение их на месторождении и распределение фонда скважин по способам эксплуатации, дебит скважин, закачка воды, газа и т.п., давление забойные, пластовые и т.п.); существующие в НГДУ приемы, способствующие достижению проектного коэффициента нефтеизвлечения, и экономическая эффективность. Контроль заразработкой месторождения.

Во второй главе излагаются физико-химические свойства добываемой из скважин продукции (прил.6).

Анализируемый раздел состоит из двух глав (см. Приложение 6).

Собранный в НГДУ материал (см.прил.6) для последующих расчетов дипломного проекта должен быть подвергнут студентом анализу по выявлению недостатков и положительных сторон того или иного способа эксплуатации, состояния разработки и т.п. в рамках поставленной в проекте задачи, которые должны базироваться только на результатах анализа экспериментального (промыслового) материала, собранного студентом в НГДУ, и подтверждаетьсяубедительными данными и личными его наблюдениями.

Для устранения выявленных в анализируемом материале недостатков проектанту необходимо привести литературных обзор по опыту решения аналогичных задач на др. промыслах страны и за рубежом. Ссылка на использованные источники обязательна. В проектном разделе пояснительной записки (см. в приложении 6) приводится обоснование предложений, рекомендуемых дипломником; они проверяются теоретическими расчетами и составляются с экспериментальными данными (см. прилож. 8 – задание по дипломному проектированию, раздел - содержание расчетнопояснительной записки: пункты-подпункты). Этот раздел пояснительной записки характеризует степень и качество выполнения поставленной перед дипломником задачи.

Заключительная часть пояснительной записки содержит окончательные выводы и предложения. В конце дается список использованной литературы.

В конце дипломного проекта (титульный лист и аннотация, дипломное задание, пояснительная записка) дается содержание (оглавление) проекта, в котором перечисляются заголовки всех глав, параграфов и пунктов с указанием номеров страниц, на которых они помешены. Обязательной частью дипломного проекта являются графические материалы (чертежи, схемы, диаграммы и т.п.), выполненные на листах стандартного размера и перечисленные в содержании проекта.

**2. Требования к дипломному проекту \*'**

Пояснительная записка к дипломному проекту должна в краткой и четкой форме с логической последовательностью раскрывать творческий замысел проектанта, содержать методики исследования, описание проводимых экспериментов и их результаты, таблицы сбора промыслового материала и его анализ, принятые методики расчета и сами расчеты, технико-экономическое сравнение использованных вариантов расчета и т.п. все это сопровождается иллюстрациями в виде графиков, схем, диаграмм и т.п.

Текст дипломного проекта располагают на одной стороне листа с оставлением полей: с левой стороны - 30 мм, с правой - 10 мм, сверху - 20 мм, а снизу - 15 мм. Текст дипломного проекта набранный на компьютере должен соответствовать следующим требованиям:

главы и заголовки набираются по центру 16 шрифтом, «Times New Roman», текст 14 шрифтом по «ширине»; межстрочный интервал -1,5.

Объем работы не должен превышать 120 стваниц и содержать не менее 10 демонстрационных чертежей на отдельных листах, включая не менее 2-х технических чертежей. Весь графический материал должен строго соответствовать требованиям существующих ГОСТов.

Текст дипломного проекта делится на главы, параграфы и пункты. Число параграфов и пунктов в каждой главе пункта устанавливается проектантом и его руководителем.

Главы нумеруются римскими цифрами в пределах всего проекта и начинаются с новой страницы (например, в верхней части центра листа пишется «Глава 1», а под ней крупными букними содержательное название главы).

Параграфы следует нумеровать арабскими цифрами (1,2,3 и т.д.) и подчеркивать заголовки и переносить слова в заголовках не допускается, в конце заголовков точку не ставят.

Расстояние между заголовками и последующим текстом должно быть 16 мм, расстояние между заголовком параграфа и последней строкой предыдущего текста параграфа (для случаев, когда конец одного параграфа и начало другого параграфа размещены на одной странице) -24 мм.

Предисловие (введение), заключение (выводы и рекомендации используемую литературу, содержание проекта (оглавление) следует начинать с новой страницы.

Нумерация страниц должна быть сводной. Первой страницей является титульный лист, на которой номер страницы не ставиться, второй - дипломное задание, напечатанное на машинке или компьютере и далее — предисловие (введение) и т.д. номер страниц проставляется арабскими цифрами по стандарту (в нижней части листав соответствующей ячейке см. прилож. ). Рисунки и таблицы проекта следует включать в общую нумерацию; если рисунок или таблицы больше формата листа, то их следует учитывать как одну страницу.

Количество иллюстраций, помещений в дипломном проекте, определяется его содержанием и должно быть достаточным для того, чтобы придать тексту пояснительной записки ясность и конкретность.

Все иллюстрации (фотографии, схемы, чертежи и т.п.) именуются рисунками и нумеруются в пределах главы арабскими цифрами, например, рис. 1.2 (второй рисунок первой главы), при ссылке на рисунок следует указывать так: (рис. 1.2), повторная ссылка обозначается (см. рис. 1.2).

Рисунки должны размещаться сразу после ссылки на них в тексте пояснительной записки проекта и быть подписанным с указанием номера рисунка.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\* ГОСТ (государственный стандарт союза) 19600-74 Отчет о научно-исследовательской работе (общие требования и правила оформления), М. изд-во Стандартов, 1974. ГОСТ 19698-74 Рукопись авторская для издания. М. изд. Стандартов, 1974.

В пределах каждой главы (1П. 1-первый параграф 3-й главы), давая им названия и располагая их непрерывно один за другим

Пункты нумеруются арабскими цифрами в пределах каждого параграфа и ставятся в начале 1-й строки абзаца, которым начинается соответствующий пункт. Номер пункта должен состоять из номеров глав, параграфов и пункта, разделенных точками (например, 1. 4.3 - третий пункт четвертого параграфа первой главы) Пункты заголовков не имеют.

Цифровой материал, помещенный в проекте, следует оформлять в виде таблицы.

Таблица 1.2

Название таблицы

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Заголовок строк |  | |  | |  | |
|  |  |  |  |  |  |
| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |

Таблицу следует помещать после первого упоминания о ней в тексте, нумеровать таблицу следует в пределах главы, например, табл. 1.2 (вторая таблица первой главы), давая им заголовок. При переносе таблицы на следующую страницу пояснительной записки над ней помещается «Продолжение табл. 1.2», название таблицы при этом не пишется, но сохраняются строки и колонки с номерами.

Математические и химические формулы должны быть отчетливо вписаны только чернилами (пастой) черного цвета или набраны в редакторе «Microsoft Eguation» с пояснением всех входящих в формулу букв. Все расчеты желательно проводить с использованием международной системы единиц (СИ) (прилож.1). Формулы должны нумероваться и цифровые обозначения заключаться в скобки. Например, (1.3) (третья формула первой главы). При ссылке в тексте на формулу ее следует указывать так: «в формуле (1.3)».

В список литературы включают все использованные источники (отчеты, статьи, ГОСТы, изобретения, каталоги и т.п.) и располагают в порядке их появления в тексте, например:

1.Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М. «Недра», 1971, 309с.

2.Муравьев И.М., Андрианов Р.С, Гиматудинов Ш.К. и др, месторождений. М. «Недра», 1970, 446 с.

3.Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Под редакцией Ш.К. Гиматудинова. М. «Недра», 1983, 463 с.

4.Пантелеев Г.В., Андриасов Р.С, Зайцев Ю.В. и др Использование ЭВМ для определения параметров пластовых жидкостей. Тематический научно-технический обзор ВНИИОЭНГа серии «Добыча» М., 1973, 44 с.

5.Девликамов В.В., Хабибуллин З.А. Реология свойства нефтей содержащих растворенный азот. «Нефтяное хозяйство» №12, с. 11-13.

6. Способ улавливания легких фракций нефти или нефтепродуктов при их хранении в резервуарах, а.с. № 1790539, Б.И. №3, 1993 г.

При ссылке в тексте на литературу следует приводить ее порядковый номер по списку литературы, заключенной в скобки. Например, [1], [1.2], [3-6].

Графический материал, вычерченный на отдельных листах и используемый при защите проекта, подписывается руководителем проектанта и консультантом.

Дипломный проект, подписанный студентом и двумя консультантами, проверяется руководителем проекта, который дает на него отзыв с оценкой в письменном виде. После этого работа подписывается руководителем проекта, заведующим кафедрой и направляется к рецензенту.

После получения на дипломный проект отзыв руководителя и рецензента студент-дипломник допускается к защите перед ГАК.

**3. Примерные темы заданий на дипломное проектирование**

**3.1. «РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

**Тема 3.1.1: «Технологическая схема разработки (и проект доразработки)………..месторождения»**

Введение

1. Геологическая часть.

2.Технологическая часть.

2.1. Порядок составления проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

1. Технологическая схема, проект разработки (доразработки).
2. Авторский надзор за реализацией проектов и технологических схем разработки.
3. Обоснование и выбор методики расчета технологических показателей разработки.
4. Методика анализа текущего состояния разработки.

2.2. Анализ текущего состояния разработки.

2.2.1. Системы размещения и плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин.

2.2.2. Характеристика фонда скважин и их текущих дебитов.

2.2.3. Сопоставление фактических и проектных показателей.

2.2.4. Анализ выработки запасов нефти из пласта и анализ эффективности реализуемой системы разработки.

2.3. Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт и призабойную зону пласта.

2.4. Расчет показателей разработки по предлагаемой методике.

2.5. Расчет технологической эффективности предлагаемых мероприятий.

2.6.Выводы и предложения.

4. Экономическая часть.

4.1. Технико-экономический анализ ранее внедренных мероприятий.

4.2.Расчет экономической эффективности от внедрения предлагаемых мероприятий.

5. Охрана труда и окружающей среды.

6. Графическая часть.

6.1.Геологический профиль.

6.2.Структурная карта.

6.3.Карты разработки продуктивных горизонтов.

6.4.Таблица технико-экономических показателей разработки.

6.5.Динамика показателей разработки.

6.6.График основных показателей разработки.

6.7.Таблица сопоставления вариантов разработки.

6.8. .Карта мероприятий.

Заключение.

Список используемой литературы.

Приложение.

**3.2. «ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ»**

Введение

1.Геологическая часть.

2.Технологическая часть.

2.1.Анализ разработки (залежи) месторождения.

2.1.1 .Динамика показателей текущего состояния разработки.

2.1.2. Анализ фонда скважин.

2.1.3. Анализ выработки запасов..

2.2. Анализ существующих методов интенсификации добычи нефти.

2.3. Предпанаемые пути совершенствования разработки (залежи) месторождения.

2.4.Обоснования проектирования горизонтальных, боковых горизонтальных и вертикальных скважин по:

а) анализам данных бурения и исследования глубоких скважин;

б) геофизическим исследованиям;

в) гидродинамическим исследованиям.

2.5.Обоснование направления и длины условно-горизонтального ствола скважины.

2.6.Эксплуатация горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.

2.6.1.Особенности насосной эксплуатации горизонтальных скважин.

2.6.2.Гидродинамические исследования горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

2.6.3.Анализ показателей работы горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.

2.6.4.Применение методов ОПЗ для улучшения работы горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов и увеличения их дебитов.

2.6.5.Технология изоляции зон водопритока при эксплуатации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных пластов.

2.7.Расчет и подбор оборудования для эксплуатации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.

2.8.Расчет и подбор оборудования и реагентов для предлагаемого метода ОПЗ.

2.9.Расчет технологической эффективности от предлагаемых мероприятий.

3.Экономическая часть.

3.1.Анализ ТЭП ранее внедренных ГТМ, ОТМ.

3.2.Методика расчета экономической эффективности от внедрения новой техники и технологии.

3.3.Расчет экономической эффекгивности от внедрения предлагаемых мероприятий.

4.Охрана труда и окружающей среды.

5.Графическая часть.

5.1.Карта разработки месторождения.

5.2.Схема конструкции горизонтальной скважины.

5.3.Схема профиля горизонтальной скважины.

5.4.Таблица технико-экономических показателей разработки месторождения (залежи) с учетом предлагаемых мероприятий.

5.5.Технический чертеж предлагаемого насоса для добычи жидкости из пласта.

5.6.Схема расположения оборудования при предлагаемом методе ОПЗ (2 листа).

5.7.Технический чертеж предлагаемого оборудования при ОПЗ.

5.8.Динамика показателей эксплуатации горизонтальных скважин

Заключение.

Список используемой литературы.

Приложение.

**3.3. «СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ»**

Темы дипломных проектов студентов нефтяного факультета очного отделения специальности 090600 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

ПАМЯТКА ПО ОФРМЛЕНИЮ И СОСТАВЛЕНИЮ ДИПЛОМНЫХ ПРОЕКТОВ

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

РЕФЕРАТ

Реферат должен содержать сведения об объеме проекта, количестве иллюстраций, таблиц и использованных источников, а также кратко отражать: объект исследования и проектирования, полученные результаты, основные технико-эксплуатационные характеристики. Объем реферата – не более одной страницы. Изложение реферата должно быть кратким и точным.

# ВВЕДЕНИЕ

Во введении обосновывается необходимость постановки работы, приводятся краткие сведения по истории проектирования разработки месторождения. Указываются основные цели и задачи проектирования. Кратко излагаются значение и современное состояние рассматриваемой проблемы, которой посвящен дипломный проект. Следует четко сформулировать, в чем заключается актуальность и цель выполняемой работы, обосновать по существу назначение темы проекта.

1. **Общие сведения о месторождении**

Указывается географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, пристани и расстояния до них. Характеризуются природно-климатические условия (орогидрафия, геоморфология, заболоченность местности и др.), имеющие существенное значение для принятия проектных решений, проектирования сборных сетей транспортировки нефти, газа и конденсата.

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.

Приводится накопленная добыча УВ по каждому эксплутационному объекту. Приводится обзорная карта-схема расположения проектируемого и окружающих его месторождений, на которой наносятся населенные пункты, реки, озера, болота, охранные зоны, существующие дороги, ЛЭП, водопроводы, нефтепроводы, другие, имеющие значения, сведения.

1. **Геолого-физическая характеристика месторождения.**
   1. Геологическое строение месторождений и залежей.

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, ТНК, ГВК. Показываются внешние и внутренние контуры нефтеносности и газоносности. Анализируются изменения нефтенасыщенных толщин, коэффициентов расчлененности и песчанистости площади залежи. Фактические данные по скважинам и пластам систематизируются в таблицы, геологическое строение месторождения и отдельных залежей иллюстрируются соответствующей графикой. Перечень рекомендуемых графических приложений включает:

1.Литолого-стратиграфический разрез месторождения;

2.Структурная карта по кровле наиболее продуктивного горизонта;

3.Карта эффективной нефтенасыщенной толщины с контурами нефтегазоносности по одному из продуктивных объектов;

4.Геологический профиль по продуктивной толще месторождения.

* 1. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек.

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 нефтегазонасыщенностии, содержание связаной воды, остаточная нефтенасыщенность в газовых частях залежей. По данным лабораторных иследований образцов керна из продуктивных пластов определяется вещественный состав, глинистость и карбонатность пород, их гранулометрический состав, степень отсортированности зерен, коэффициенты сжимаемости. Дается характеристика коллекторских свойств, вмещающих пород покрышек (общая пористость, проницаемость, давление прорыва пород-перемычек и т.д.).

Проводится анализ коллекторских свойств, определенными 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 гидропроводностью и пьезопроводностью пород, определяется подвижность нефтей в пластовых условиях. Гидродинамические данные используются для определения статистических данных.

* 1. Свойства и состав нефти, газа, конденсата и 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 200 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 раз газированной нефти, содержании ионов и примесей в пластовой и предлагаемой для заводнения воды.

* 1. Запасы нефти, газа, конденсата.

В разделе приводятся утвержденные ГКЗ РФ подсчетные параметры, балансовые и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата, распределение их по зонам и категориям. При промышленном содержании в нефти, растворенном, свободном газе и конденсате, пластовой воде ценных неуглеводородных 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 проектного документа.

1. **Технологический раздел.**

## Заключение

В конце проекта необходимо сделать заключение, в котором указываются общие выводы и рекомендации, отражающие основную цель работы. В выводах указываются степень изученности, количество и качество запасов нефти, условия их залегания, принимаемый вариант разработки и достигаемый в результате его внедрения КИН, рекомендации по наиболее рациональному способу разработки, оценки общих перспектив месторождения, проблемы и пути их решения, замечания по совершенствованию исследовательских работ и т.д.

**ВЫПУСК 1998 г.**

|  |  |
| --- | --- |
| **№ п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Оптимизация режимов работы скважинных насосных установок при периодической откачке жидкости |
| 2. | Проект форсированного отбора жидкости в условиях Киенгопского нефтяного месторождения |
| 3. | Технология повышения продуктивности низкодебитных скважин  в ОАО «Удмуртнефть» |
| 4. | Эффективность применения технологии гидравлического разрыва пласта в условиях трещинных карбонатных коллекторов |
| 5. | Экономические и технологические преимущества теплоциклического воздействия на пласт на Гремихинском месторождении в сравнении  с непрерывной закачкой пара |
| 6. | Определение оптимальной длины горизонтальной части ствола скважины |
| 7. | Методы освоения горизонтальных скважин после бурения в ОАО «Удмуртнефть» и пути совершенствования |
| 8. | Проект разработки Мишкинского месторождения с применением технологии термополимерного воздействия на пласт |
| 9. | Разработка пласта А4 Гремихинского месторождения горизонтальными скважинами, без бурения специальных нагнетательных скважин |
| 10. | Разработка верейско-башкирских отложений южной переклинали Кезского месторождения с применением горизонтальных скважин |
| 11. | Совершенствование и внедрение технологии гидродинамического воздействия на пласт |
| 12. | Осложнения при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками |
| 13. | Циклическое заводнение при разработке Ельниковского месторождения на третьей стадии освоения |
| 14. | Вскрытие продуктивных карбонатных пластов и их освоение на примере Ельниковского месторождения |
| 15. | Совершенствование и внедрение технологий ремонтно-изоляционных работ с целью повышения качества изоляции водопритока в нефтяные скважины |
| 16. | Проект внутритрубной деэмульсации нефти Мишкинского месторождения |
| 17. | Методы увеличения отдачи пластов при разработке Лиственского месторождения нефти |
| 18. | Обоснование применения погружных электроцентробежных насосов при разработке месторождений нефти повышенной вязкости |
| 19. | Увеличение нефтеотдачи пластов на промыслах Удмуртии методом заводнения |
| 20. | Методы воздействия на призабойную зону пласта в карбонатных коллекторах на примере Мишкинского месторождения |
| 21. | Технология направленной кислотной обработки в карбонатных коллекторах с использованием обратных эмульсий |
| 22. | Методы выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин при заводнении в ОАО «Удмуртнефть» |
| 23. | Комплексные методы воздействия на карбонатные коллекторы с целью увеличения коэффициента нефтеизвлечения |
| 24. | Повышение конечного коэффициента нефтеотдачи Лудошурского месторождения |
| 25. | Осложнения при разработке нефтяных месторождений с высоким содержанием парафина |
| 26. | Реанимация нерентабельных скважин на башкирской залежи Чутырской площади Чутырско-Киенгопского месторождения с применением бурения боковых горизонтальных стволов |
| 27. | Особенности вскрытия продуктивных карбонатных пластов и их освоение на примере Киенгопского месторождения |

**ВЫПУСК 1999 г.**

|  |  |
| --- | --- |
| **№ п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Проект мероприятий по снижению расхода природного газа при разработке Гремихинского месторождения |
| 2. | Оценка эффективности и условий применения гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах с хаотичной трещиноватостью |
| 3. | Проект разработки Лиственского месторождения с применением технологии термополимерного воздействия |
| 4. | Проект захоронения сточных и попутно-извлекаемых вод на Ельниковском месторождении |
| 5. | Разработка мероприятий по снижению непроизводительной закачки воды на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» |
| 6. | Проект подготовки нефти на Чутырской ДНС |
| 7. | Оптимизация режимов работы скважинных насосных установок при периодической откачке жидкости |
| 8. | Обработка карбонатных коллекторов соляной кислотой в динамическом режиме и рекомендации по их дальнейшему применению на месторождениях Игринского НГДУ |
| 9. | Проект разработки Ончугинского месторождения |
| 10. | Проект эффективной доразработки верейского горизонта Ижевского месторождения |
| 11. | Проект выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин с применением ПАА на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» |
| 12. | Разработка технологии подготовки нефти на Мишкинской УПН с использованием тепла сгорания добываемой нефти |
| 13. | Проект доразработки черепетской залежи нефти Мишкинского месторождения |
| 14. | Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов в ОАО «Удмуртнефть» на месторождениях с повышенной и высокой вязкостью нефти |
| 15. | Проект освоения горизонтальных скважин после бурения на Мишкинском месторождении |
| 16. | Оценка эффективности разработки литологически неоднородных (многопластовых) залежей нефти в ОАО «Удмуртнефть» горизонтальными скважинами на примере Южно-Киенгопского месторождения |
| 17. | Обоснование перевода высокообводненных скважин в режим периодической откачки жидкости |
| 18. | Разработка технологии предварительного обезвоживания нефти на Лиственской ДНС |
| 19. | Проект разработки башкирской залежи нефти Гремихинского месторождения сложной скважинной системой с закачкой теплоносителя |
| 20. | Повышение продуктивности низкодебитных и нерентабельных скважин в Игринском НГДУ ОАО «Удмуртнефть» за счет геолого-технических мероприятий и бурения горизонтальных боковых толов |
| 21. | Оценка эффективности применения термоциклического (в модификациях) воздействия на карбонатные пласты в ОАО «Удмуртнефть» |
| 22. | Обоснование темпов отбора жидкости при термоциклическом воздействии на пласт |
| 23. | Проект мероприятий по сокращению нерентабельного фонда скважин в Ижевском НГДУ ОАО «Удмуртнефть» |
| 24. | Мероприятия по предотвращению смолопарафиновых отложений в скважинах Лозолюкско-Зуринского месторождения |
| 25. | Проект разработки Прикамского участка Ельниковского месторождения |
| 26. | Оптимизация режимов работы скважинных насосных установок при форсированном отборе жидкости на Киенгопском месторождении |
| 27. | Проект доразработки верейского горизонта Южно-Киенгопского месторождения системой горизонтальных скважин |
| 28. | Оценка эффективности применения новых технологий обработок призабойной зоны пласта в карбонатных коллекторах в Ижевском НГДУ ОАО «Удмуртнефть» |

**ВЫПУСК 2000 г.**

|  |  |
| --- | --- |
| **№ п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Закрытая система сбора и транспортировки нефти и газа на Чутырском месторождении и предложения по повышению ее эффективности |
| 2. | Проект доразработки Башкирского объекта Лудошурского месторождения бурением боковых горизонтальных стволов |
| 3. | Проект доразработки Яснополянского объекта Лудошурского месторождения бурением боковых горизонтальных стволов |
| 4. | Проект доразработки Архангельского месторождения при форсированном отборе жидкости |
| 5. | Гидравлический разрыв нефтяных пластов малой толщины в карбонатных коллекторах Верейского горизонта |
| 6. | Проект доразработки Турнейского объекта Лудошурского месторождения бурением боковых горизонтальных стволов |
| 7. | Резервы рентабельности малодебитных скважин Гремихинского месторождения НГДУ «Ижевскнефть» |
| 8. | Анализ технологии гидравлического разрыва пласта  в ОАО «Удмуртнефть» |
| 9. | Проект доразработки верейского объекта Лудошурского месторождения бурением боковых горизонтальных стволов |
| 10. | Анализ системы сбора, транспортировки и подготовки нефти на Мишкинском месторождении |
| 11. | Разработка методики проектирования и оптимизации периодической откачки жидкости из малодебитных скважин |
| 12. | Обоснование темпов отбора жидкости при циклических методах воздействия на пласт |
| 13. | Обоснование выбора объектов для применения термических методов воздействия на пласт |
| 14. | Технологическая схема разработки турнейского объекта Котовского месторождения |
| 15. | Оптимизация режима работы установки подготовки нефти на Гремихинском месторождении |
| 16. | Пути повышения рентабельности скважин в Игринском НГДУ |
| 17. | Оценка эффективности разработки Верхне-Тарского месторождения с применением горизонтальных скважин |
| 18. | Эффективность применения электроцентробежных насосов на Чутырском месторождении |
| 19. | Обоснование выбора скважин для бурения боковых горизонтальных стволов |
| 20. | Комплексные исследования насосных скважин для обоснования оптимального технологического режима их эксплуатации |
| 21. | Анализ разработки башкирского объекта Гремихинского месторождения при тепловых методах воздействия |
| 22. | Оценка рентабельности малодебитных скважин в Воткинском НГДУ |
| 23. | Комплексный подход к закачиванию ГС и БГС и вводу их в эксплуатацию |
| 24. | Оценка работоспособности скважинных штанговых насосов  в ОАО «Удмуртнефть» |
| 25. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Быгинского нефтяного месторождения |
| 26. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Забегаловского нефтяного месторождения |
| 27. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Постольского нефтяного месторождения |
| 28. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Турецкого нефтяного месторождения |
| 29. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Областновского нефтяного месторождения |
| 30. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Коробовского нефтяного месторождения |
| 31. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Смолиновского нефтяного месторождения |
| 32. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Сосновского нефтяного месторождения |
| 33. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Юськинского нефтяного месторождения |
| 34. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Тимеевского нефтяного месторождения |
| 35. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Тукмачевского нефтяного месторождения |
| 36. | Технологическая схема опытно-промышленной разработки Решетниковского нефтяного месторождения |

**ВЫПУСК 2001 г.**

|  |  |
| --- | --- |
| **№ п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Проект доразработки башкирского объекта Лудошурского месторождения боковыми горизонтальными стволами |
| 2. | Технологическая схема разработки турнейского объекта Ельниковского месторождения боковыми горизонтальными стволами |
| 3. | Обоснование выбора объектов для применения термоциклических методов воздействия на пласт |
| 4. | Анализ эксплуатации скважин с боковыми горизонтальными стволами в ОАО «Удмуртнефть» |
| 5. | Анализ работы скважинных штанговых насосов в ОАО «Удмуртнефть» |
| 6. | Анализ эффективности гидравлического разрыва пластов малой толщины в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений  ОАО «Удмуртнефть» |
| 7. | Проект разработки верейского объекта Ижевского месторождения горизонтальными и боковыми горизонтальными скважинами |
| 8. | Выбор метода воздействия на залежи нефти Юськинского месторождения |
| 9. | Анализ методов повышения рентабельности скважин в Игринском НГДУ |
| 10. | Оценка рентабельности скважин и пути ее повышения  в НГДУ «Ижевскнефть» |
| 11. | Проект доразработки Архангельского месторождения при форсированном отборе жидкости |
| 12. | Обоснование выбора скважин для бурения боковых горизонтальных стволов |
| 13. | Разработка методики проектирования и оптимизации работы насосных установок при постоянной откачке жидкости |
| 14. | Технологическая схема разработки Ново-Глазовского поднятия Лозолюкско-Зуринского месторождения |
| 15. | Проект доразработки яснополянского объекта Лудошурского месторождения боковыми горизонтальными стволами |
| 16. | Анализ оптимизации работы скважин в Сарапульском НГДУ |
| 17. | Оптимизация режима работы установки подготовки нефти на Гремихинском месторождении |

**ВЫПУСК 2002 г.**

|  |  |
| --- | --- |
| **№ п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Повышение межремонтного периода работ нефтяных скважин на Киенгопском месторождении за счет проведения геолого-технических мероприятий |
| 2. | Основные мероприятия по повышению межремонтного периода штанговых глубинных насосов |
| 3. | Повышение рентабельности механизированных методов добычи нефти на Киенгопском месторождении |
| 4. | Разработка мероприятий по снижению затрат на тепловые методы обработки скважин Гремихинского месторождения нефти |
| 5. | Разработка Гремихинского месторождения с применением  технологии ТЦВП |
| 6. | Оптимизация работы механизированного фонда скважин на Киенгопском месторождении нефти |
| 7. | Исследование влияния кратности обработки призабойной зоны с применением соляной кислоты на дебит скважины и величину обводненности добываемой продукции |
| 8. | Преимущества и недостатки холодного полимерного воздействия (ХПВ) на Мишкинском месторождении и пути увеличения коэффициента нефтеизвлечения |
| 9. | Разработка мероприятий повышения эффективности борьбы с осложнениями при добыче нефти на Мишкинском месторождении |
| 10. | Разработка эффективной технологии утилизации нефтешлама  в Воткинском НГДУ |
| 11. | Разработка мероприятий по снижению темпов обводнения добываемой нефти Чутырского месторождения |
| 12. | Выбор оптимальных темпов отбора по скважинам с боковыми горизонтальными стволами и горизонтальными стволами на основе опыта эксплуатации скважины №10 Котовского месторождения нефти |
| 13. | Разработка технологии снижения падения темпов добычи нефти на Лозолюкско-Зуринском месторождении Игринского НГДУ |
| 14. | Повышение эффективности циклических методов разработки Ельниковского месторождения нефти |
| 15. | Геолого-гидродинамическое моделирование пластовой системы Заборского месторождения нефти |
| 16. | Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Кезского месторождения |
| 17. | Изучение влияния сетки скважин на коэффициент извлечения нефти с использованием гидродинамических программных проектов моделирования |
| 18. | Разработка технологии проведения селективного ГРП в маломощных пластах с целью повышения производительности скважин |
| 19. | Разработка технологии с изменением направлений фильтрационных потоков на Вятской площади Арланского месторождения нефти |
| 20. | Мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов при разработке Дебесского месторождения нефти |
| 21. | Анализ и текущее состояние разработки Якшур-Бодьинского месторождения нефти |
| 22. | Геологическое моделирование с применением новых технологий Сосновского месторождения |
| 23. | Оптимизация режимов бурения при строительстве эксплуатационных скважин Черепановского месторождения нефти |
| 24. | Анализ эксплуатации и перспективы бурения горизонтальных скважин и скважин с боковыми горизонтальными стволами на Котовском месторождении нефти |
| 25. | Определение эффективности заканчивания скважин горизонтальным стволом на Мишкинском месторождении нефти |
| 26. | Разработка технологии бурения с удаленным забоем на примере Котовского месторождения нефти |
| 27. | Разработка технологии заканчивания скважин в условиях низкопродуктивных карбонатных объектов на примере Верейско-Каширо-Подольского объекта Котовского месторождения нефти |
| 28. | Пути повышения эффективности бурения боковых стволов на Чутырской площади Чутырско-Киенгопского месторождения нефти |
| 29. | Разработка технологии заканчивания скважин на Верейском объекте Есенейского месторождения нефти |
| 30. | Оценка эффективности вскрытия продуктивного пласта при депрессии на Мишкинском месторождении |
| 31. | Анализ работы скважин и систем сбора нефти на Красногорском месторождении и разработка мероприятий по снижению затрат на их эксплуатацию |
| 32. | Разработка методики подбора скважин для зарезки боковых горизонтальных стволов |
| 33. | Разработка комплекса мероприятий по повышению качества вскрытия карбонатных коллекторов на Бурановском месторождении |

## ВЫПУСК 2003 г.

|  |  |
| --- | --- |
| **№ п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Совершенствование методов защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования |
| 2. | Особенности разработки месторождений в трещиноватых коллекторах |
| 3. | Разработка технологии продления фонтанирования в трещиноватых коллекторах |
| 4. | Анализ отказов глубинно-насосного оборудования на нефтяных месторождениях и разработка мероприятий по повышению межремонтного периода |
| 5. | Анализ результатов полимерного и термополимерного заводнения пласта и разработка мероприятий по повышению ее эффективности на нефтяном месторождении высоковязкой нефти |
| 6. | Совершенствование технологии промысловой подготовки вязкой нефти с целью повышения эффективности работы установки по подготовке нефти |
| 7. | Совершенствование технологии промысловой подготовки высоковязкой нефти с целью повышения эффективности работы установки по подготовке нефти |
| 8. | Выбор оптимального технологического режима эксплуатации скважин на нефтяном месторождении |
| 9. | Оптимизация работы скважин, оборудованных штанговой скважинной насосной установкой при добыче высоковязкой нефти |
| 10. | Проект опытно-промышленной эксплуатации многопластового нефтяного месторождения |
| 11. | Составление техсхемы разработки с термополимерным воздействием на примере Турнейского объекта месторождения высоковязкой нефти |
| 12. | Составление техсхемы разработки с термоциклическим воздействием на пласт Яснополянского объекта месторождения высоковязкой нефти |
| 13. | Анализ разработки месторождения легкой нефти |
| 14. | Заканчивание скважин и разработка мероприятий по повышению качества цементирования на нефтяном месторождении |
| 15. | Оценка эффективности разработки нефти с применением горизонтальных скважин и разработка рекомендаций по их выбору |
| 16. | Анализ результатов бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов |
| 17. | Проект опытно-промышленной эксплуатации залежей нефти  в пласте «Ю1» |
| 18. | Совершенствование технологии промысловой подготовки нефти  с средней вязкостью до товарной формы с целью повышения эффективности работы установки по подготовке нефти |
| 19. | Мероприятия по предупреждению смолопарафиновых отложений  в скважинах добычи нефти |
| 20. | Оптимизация работы скважин в условиях добычи нефти  в ОАО «Саратовнефтегаз» |
| 21. | Проект пробной эксплуатации залежи нефти пласта БП-1(10) |
| 22. | Особенности закачки воды на нефтяном месторождении и разработка мероприятий по повышению ее эффективности |
| 23. | Увеличение темпов отбора нефти за счет теплоциклических обработок месторождения высоковязкой нефти |
| 24. | Анализ эффективности предупреждения парафиноотложений в лифтах глубинно-насосного оборудования скважин, оборудованных постоянными магнитами |

**ВЫПУСК 2004 г.**

|  |  |
| --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Обоснование выбора объекта для термоциклических методов воздействия на пласт на месторождениях «Удмуртнефть» |
| 2. | Эффективность методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) в карбонатных коллекторах на месторождениях ОАО «Белкамнефть» |
| 3. | Причины ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе бурения и заканчивания скважин и разработка мероприятий для ее улучшения |
| 4. | Анализ разработки восточной части Киенгопского нефтяного месторождения |
| 5. | Анализ разработки яснополянского объекта Соколовского поднятия Ельниковского месторождения |
| 6. | Повышение эффективности работы фонда скважин ШГН на Чутырско-Киенгопском нефтяном месторождении |
| 7. | Анализ разработки Девонского объекта Ижевского месторождения |
| 8. | Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Юськинского нефтяного месторождения |
| 9. | Оптимизация работы скважин Гремихинского нефтяного месторождения |
| 10. | Оптимизация работы скважин и интенсификация добычи нефти на Мещеряковском, Архангельском и Ижевском месторождениях |
| 11. | Методы и способы борьбы с отложениями парафинов на Ижевском, Мещеряковском и Архангельском нефтяных месторождениях |
| 12. | Анализ месторождений высоковязких нефтей по критериям применимости новых методов увеличения нефтеотдачи пластов |
| 13. | Экспресс-метод оценки эффективности мероприятий по регулированию отборов жидкости и закачки воды на разрабатываемых нефтяных месторождениях |
| 14. | Методы борьбы с асфальто-смолопарафиновыми отложениями (АСПО) на нефтяных месторождениях ОАО «Белкамнефть» и мероприятия по повышению их эффективности |
| 15. | Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на Мишкинском месторождении и разработка рекомендаций по повышению их эффективности |
| 16. | Методы выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и пути повышения их эффективности на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» (на примере башкирского объекта Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского месторождения) |
| 17. | Выбор методов ОПЗ для повышения эффективности эксплуатации Мишкинского нефтяного месторождения |
| 18. | Выбор варианта разработки месторождения на основе тестовых исследований на фильтрационной модели |
| 19. | Исследование скважин в условиях нестационарной фильтрации жидкости  в пласте |
| 20. | Анализ работы систем нефтесбора и заводнения на Лозолюкско-Зуринском месторождении с использованием программы «PIPESIM-2000» |
| 21. | Осложняющие факторы, снижающие эффективность разработки нефтяных месторождений в НГДП «Ун-Север» |
| 22. | Анализ разработки башкирского объекта Гремихинского нефтяного месторождения при тепловых методах воздействия на пласт |
| 23. | Щелевая разгрузка пласта и рекомендации по ее применению на нефтяных месторождениях Удмуртии |
| 24. | Оптимизация системы сбора и транспорта нефти Мишкинского месторождения в целях борьбы с проявлениями сероводорода |
| 25. | Совершенствование Верх-Тарской установки подготовки нефти с целью повышения эффективности ее работы |
| 26. | Анализ работы Черновской УПН НПУ-2 ОАО «Белкамнефть» и рекомендации по повышению ее эффективности |
| 27. | Анализ эффективности бурения БГС турнейского объекта Лудошурского нефтяного месторождения |

**ВЫПУСК 2005 г.**

|  |  |
| --- | --- |
| **№ п/п** | **Тема дипломного проекта** |
| 1. | Совершенствование систем сбора продукции скважин Покровского нефтяного месторождения |
| 2. | Осложняющие факторы в разработке Чутырского месторождения и пути повышения коэффициента нефтеизвлечения |
| 3. | Эффективность холоднополимерного воздействия на Лиственском месторождении и пути совершенствования |
| 4. | Мероприятия по повышению наработки на отказ скважинного оборудования на Гремихинском нефтяном месторождении |
| 5. | Эффективность использования УЭЦН и пути повышения межремонтного периода на Ельниковском месторождении |
| 6. | Анализ разработки Гремихинского месторождения тепловыми методами и предложения по их совершенствованию |
| 7. | Методы борьбы с осложнениями при добыче нефти на скважинах Камбарской группы нефтяного месторождения |
| 8. | Пути совершенствования холодного полимерного воздействия  на Лиственском месторождении |
| 9. | Предложения по применению геолого-технических мероприятий на южном участке Башкирского объекта Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского нефтяного месторождения на поздней стадии |
| 10. | Интенсификация добычи нефти на Мишкинском месторождении за счет бурения боковых горизонтальных стволов |
| 11. | Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки Северо-Никольского нефтяного месторождения |
| 12. | Проект разработки Ельниковского месторождения с использованием полимерного воздействия |
| 13. | Эффективность воздействия на призабойную зону пласта на Лозолюкско-Зуринском месторождении нефти и пути ее повышения |
| 14. | Недостатки при использовании тепловых методов на Гремихинском месторождении и предложения по их недопущению |
| 15. | Методы борьбы с отложениями АСПО при эксплуатации скважин Забегаловского нефтяного месторождения |
| 16. | Проект доразработки Киенгопского месторождения с использованием полимеров |
| 17. | Уточненная технологическая схема разработки Зотовского нефтяного месторождения |
| 18. | Осложняющие факторы на нефтяных месторождениях Удмуртии и рекомендации по снижению их отрицательного воздействия на коэффициент нефтеизвлечения |
| 19. | Эффективность проведения кислотных обработок на Мишкинском нефтяном месторождении и предложения по совершенствованию ОПЗ |
| 20. | Анализ эффективности разработки турнейского объекта Мишкинского месторождения горизонтальными скважинами и боковыми горизонтальными стволами |
| 21. | Анализ эксплуатации и перспективы бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на Котовском нефтяном месторождении |
| 22. | Анализ эффективности ОПЗ на Мишкинском месторождении нефти |
| 23. | Причины, снижающие эффективность работы глубинно-насосного оборудования, и рекомендации по увеличению межремонтного периода скважин на месторождениях ОАО «Белкамнефть» |
| 24. | Проект разработки пласта А4 Гремихинского месторождения методом ТЦВП |
| 25. | Подбор скважин для бурения боковых горизонтальных стволов с учетом осложняющих факторов |
| 26. | Анализ разработки Николаевского месторождения нефти в условиях заводнения с применением циклического воздействия |
| 27. | Анализ работы скважин с УЭЦН на нефтяных месторождениях с повышенной и высокой вязкостью и пути повышения межремонтного периода |
| 28. | Выбор оптимального технологического режима эксплуатации скважин на Черновском нефтяном месторождении |
| 29. | Анализ эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на турнейском объекте Лудошурского нефтяного месторождения |

Приложение

# 9. МЕТОДИКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВАРИАНТОВ

# РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ (ГАЗОНЕФТЯНЫХ) МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Настоящие методические рекомендации разработаны в соответствии с "Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования" и "Методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности". В них изложены методика и порядок экономического обоснования вариантов разработки нефтяного (газонефтяного) месторождения и выбора из них наиболее рентабельного.

Методические рекомендации предполагают единый подход к оценке вариантов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и предназначены для всех организаций, осуществляющих проектирование разработки нефтяных месторождений, а также для лиц и организаций, проводящих экспертизу таких проектов.

Настоящие методические рекомендации содержат общие положения, основные понятия, показатели экономической оценки, выбор варианта, алгоритм расчета экономических показателей.

## 9.1. Общие положения.

Оценка эффективности инвестиционного проекта может производиться с учетом социально-экономических последствий его осуществления для общества в целом и с учетом финансовых последствий только субъекта (оператора), реализующего проект, в предположении, что он производит все необходимые затраты и получает все его результаты. В первом случае определяется общественная (социально-экономическая), а во втором – коммерческая эффективность инвестиционного проекта.

Главными принципами оценки эффективности инвестиционного проекта являются:

рассмотрение проекта на протяжении его жизненного цикла; моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта; учет фактора времени.

Чаще всего расчетный период (жизненный цикл) инвестиционного проекта обосновывается: исчерпыванием запасов углеводородов; износом основной части основных фондов; прекращением потребностей рынка в производимой продукции.

В методических рекомендациях предлагается экономическую оценку вариантов разработки проводить с использованием системы показателей, характерных для рыночной экономики, широко используемых в зарубежной, а сейчас и в отечественной практике.

В процессе экономической оценки будут отражены геолого-физические, технологические, технические и экологические особенности, связанные с разработкой нефтяного (нефтегазового) месторождения.

В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь, уровнями добываемой нефти, жидкости, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

Все варианты систем разработки подвергаются экономической оценке по годам, этапам разработки (5, 10, 15, 20 лет), а также в целом за проектный срок.

Экономические показатели разработки нефтяного месторождения определяются в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

Система показателей, используемая для определения эффективности проекта разработки, учитывает интересы непосредственных участников реализации проекта, а также интересы федерального и местного бюджетов.

Для установления влияния экономических факторов на показатели эффективности разработки рекомендуется оценку технологических вариантов осуществлять в нескольких экономических вариантах, отражающих, например, различные условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынки), изменения действующей налоговой системы (наличие льготного налогообложения или уменьшение налоговых ставок), условия начисления амортизации (традиционная система или ускоренная), различные коэффициенты дисконтирования и др. Экономическую оценку вариантов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами следует проводить с учетом "Закона о недрах", в котором в целях стимулирования их освоения предусматривается освобождение от выплаты трех налогов: акциза, платы за недра, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Нефтедобывающее предприятие, имеющее на момент оценки проектного документа налоговые льготы, должно учитывать их в расчетах эффективности технологических вариантов разработки.

Методические рекомендации по экономическому обоснованию систем разработки могут быть использованы в различных проектных документах:

- проект пробной эксплуатации;

- технологическая схема (проект) опытно-промышленной разработки;

- технологическая схема разработки;

- проект разработки;

- уточненный проект разработки (доразработки);

- ТЭО (добывных возможностей, коэффициента нефтеизвлечения, целесообразности ввода месторождения в разработку).

Экономически обоснованная величина коэффициента нефтеизвлечения определяется за период рентабельной эксплуатации объекта. За рентабельный срок принимается период получения положительных значений текущего (годового) дисконтированного потока наличности.

Методические рекомендации предусматривают использование программных средств для решения задач, поставленных в проектных документах.

## 9.2. Основные понятия.

Для того чтобы правильно оценивать результаты проекта, а также обеспечить сравнимость показателей проектов в различных условиях, необходимо учесть влияние инфляции на расчетные значения результатов и затрат. Для этого следует потоки затрат и результаты приводить в прогнозных (текущих) ценах, а при вычислении интегральных показателей (NPV, IRR, PI) переходить к расчетным ценам, т.е. ценам, очищенным от общей инфляции.

Расчетные цены с помощью коэффициента дисконтирования приводятся к некоторому моменту времени, т.е. соответствуют ценам в этот момент. Приведение делается для того, чтобы при вычислении значений интегральных показателей исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменение в структуре цен.

## 9.3. Показатели экономической оценки.

### 9.3.1. Поток наличности (NPV).

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения - определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:



где NPV - дисконтированный поток денежной наличности; Пt - прибыль от реализации в t-м году; At - амортизационные отчисления в t-м году; Кt - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году.

ПРИБЫЛЬ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ (Пт)

Прибыль от реализации - совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному голу. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:



где Пt - прибыль от реализации продукции; Т - расчетный период оценки деятельности предприятия; Bt - выручка от реализации продукции в t-м году; Эt - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году; Ht - сумма налогов; Ен - норматив дисконтирования, доли ед.; t, tр - соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации продукции (Bt) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и нефтяного газа на их объемы добычи:



где Цн, Цг - соответственно цена реализации нефти и газа в t-м году; Qн, Qг - соответственно добыча нефти и газа в t-м году.

### 9.3.2. Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR).

Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиции равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или, другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:



Определяемая таким образом внутренняя норма возврата капитальных вложений сравнивается затем с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если расчетное значение IRR равно или больше требуемой инвестором нормы дохода, инвестиции в данный проект оправданы.

### 9.3.3. Индекс доходности (PI).

Индекс доходности (РI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:



### 9.3.4. Период окупаемости вложенных средств.

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:



где Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Иными словами, это тот период, за пределами которого NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

### 9.3.5. Капитальные вложения.

Капитальные вложения рассчитываются по годам ввода месторождения в разработку до конца разбуривания и обустройства и далее за пределами этого срока, если имеется необходимость.

Для нефтяных месторождений, обустроенных и уже введенных в разработку, определяется цель капитальных вложений в соответствии с их воспроизводственной структурой: новое строительство, расширение, реконструкция или техническое перевооружение.

Расчет капитальных вложений при составлении проектной документации для разрабатываемых месторождений, особенно если они территориально примыкают к другим месторождениям, должен осуществляться с учетом возможности использования имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства для нужд проектируемого объекта.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин и промобустройство.

Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых из бурения.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений: оборудование для нефтедобычи; оборудование прочих организаций; сбор и транспорт нефти и газа; комплексная автоматизация; электроснабжение и связь; промводоснабжение; базы производственного обслуживания; автодорожное строительство; заводнение нефтяных пластов; технологическая подготовка нефти; методы увеличения нефтеотдачи пластов; очистные сооружения; природоохранные мероприятия;

прочие объекты и затраты.

Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, комплексной автоматизации технологических процессов, водоснабжению промышленных объектов, электроснабжению, связи и в базы производственного обслуживания определяются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на количество нефтяных скважин, вводимых из бурения, а в заводнение нефтяных пластов - на количество нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на подготовку нефти, очистные сооружения рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на вводимую в данном году мощность по добыче нефти и очистке.

Капитальные вложения на инфраструктуру рассчитываются в процентном отношении к сумме затрат на нефтепромысловое строительство. Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат, включая стоимость буровых работ.

### 9.3.6. Эксплуатационные затраты.

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов - статьям калькуляции или элементам затрат. В настоящих методических рекомендациях изложен способ расчета этих затрат, базирующийся на статьях калькуляции.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями в разрезе следующих статей: обслуживание добывающих и нагнетательных скважин; энергетические затраты для механизированной добычи жидкости; поддержание пластового давления; сбор и транспорт нефти и газа; технологическая подготовка нефти; капитальный ремонт скважин; амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт ⋅ ч электроэнергии.

Амортизация основных фондов рассчитывается исходя из их балансовой стоимости и действующих норм на их полное восстановление.

Кроме традиционных статей калькуляции в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа учтены расходы на экологию, платежи за кредит, а также налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции.

### 9.3.7. Методы начисления амортизации.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. При их оценке могут быть использованы различные способы начисления амортизации: линейный (пропорциональный) и ускоренный.

Наиболее широкое применение в настоящее время имеет линейный или пропорциональный метод начисления амортизации. Этот метод предусматривает расчет амортизационных отчислений на реновацию исходя из среднего срока службы основных фондов. За этот срок балансовая стоимость этих фондов полностью переносится на издержки производства. Как правило, этот норматив в нефтяной отрасли принимается на уровне 10-20%. Если месторождение уже разрабатывается и существуют ранее созданные фонды, то при расчете амортизационных отчислений должны быть учтены не только вновь, но и ранее созданные фонды.

Ускоренная амортизация предусматривает полное перенесение балансовой стоимости основных фондов на издержки производства в более короткие сроки, чем это предусмотрено по действующим нормам амортизационных отчислений. Тем самым появляется возможность создания резервного фонда, используемого для новых капитальных вложений и расширения производственных мощностей.

### 9.3.8. Налоговая система.

Оценка вариантов разработки должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Ниже следует перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды РФ, и показан порядок их расчета:

- налог на добавленную стоимость исчисляется в размере 18% от цены нефти, включая акцизный сбор;

- акцизный сбор рассчитывается по ставкам, дифференцированным по нефтедобывающим предприятиям в руб/т;

- налог на имущество учитывается в расчетах в размере 2% (не более 2,2%) от среднегодовой стоимости основных фондов;

- налог на прибыль исчисляется в размере 24 % от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

При расчете налогооблагаемой прибыли должна учитываться предоставляемая предприятиям по закону льгота в части освобождения от налога затрат на развитие производства в сумме, снижающей налогооблагаемую прибыль на 50%.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

- налог на добычу полезных ископаемых для нефти и газа 16,5% от стоимости добытых полезных ископаемых (с 2006 года);

от фонда оплаты труда исчисляются следующие платежи:

- единый социальный налог – 26%

- от эксплуатационных затрат на добычу нефти определяется фонд НИОКР - 1,5%;

- плата за землю рассчитывается в зависимости от размера площади месторождения в руб./га.

### 9.3.9. Источники финансирования.

При оценке вариантов разработки необходимо определять источники финансирования капитальных вложений. К их числу могут быть отнесены собственные средства предприятия (прибыль предприятия, реинвестированная в производство, амортизационные отчисления), а также заемные. Кроме того, на инвестирование могут быть направлены акции предприятия.

## 9.4. Выбор варианта, рекомендуемого к реализации.

Конечной целью экономической оценки вариантов разработки является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность промышленного освоения проектируемого объекта и наибольшую эффективность нефтедобычи.

Сравнение различных вариантов и выбор лучшего из них рекомендуется проводить с использованием выше приведенной системы показателей.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является поток денежной наличности (NPV). Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение NPV за проектный срок разработки. Характерная особенность этого показателя в том, что как критерий выбора варианта он применим и для вновь вводимых месторождений, и для месторождений, уже находящихся в разработке. Расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Показатель внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR) определяет требуемую инвестором норму прибыли на вкладываемый капитал, сравниваемую с действующей процентной ставкой на кредит. Если расчетный показатель IRR равен или больше процентной ставки, инвестиции в данный проект являются оправданными.

Здесь необходимо отметить тот факт, что показатель IRR играет важную роль при оценке проектов по вновь вводимым месторождениям, требующим значительных капитальных затрат.

В проектах доразработки, которые, в основном, не требуют значительных капиталовложений, а также в проектах, предусматривающих применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздних стадиях, связанных, в основном, с повышенными текущими затратами, показатель IRR играет вспомогательную роль и, как правило, не участвует в процессе выбора наилучшего варианта.

Показатель - индекс доходности (PI) так же, как и IRR, имеет "весомое" значение, если проектируется вновь вводимое месторождение с большими капитальными затратами. В этом случае его значение интерпретируется следующим образом: если PI > 1, вариант эффективен, если PI < 1- вариант разработки нерентабелен.

При проектировании месторождений уже обустроенных либо находящихся на поздних стадиях, этот показатель определяется с учетом уже существующих основных фондов.

Показатель - период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, характерен для вновь вводимых месторождений, требующих полного обустройства. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для выбора варианта проектируемого объекта. Решение о принятии варианта к реализации должно приниматься с учетом значений всех интегральных показателей и интересов всех участников проекта.

## 9.5. Алгоритм расчета экономических показателей.

## 9.5.1. Капитальные вложения.

## Бурение скважин:

Ксквi = Кскв × Nсквi × Сi,

где Кскв - стоимость бурения скважины (добывающей, нагнетательной, резервной и др.), млн. руб.; Nсквi - ввод скважин (добывающих, нагнетательных, резервных и др.) из бурения в году i, скв.; Сi - коэффициент инфляции года i; i - индекс текущего года.

Итого капитальных вложений в бурение скважин за период:



где Т - продолжительность периода расчета (5, 10, 15 и т.д. лет, весь срок), годы.

Промысловое обустройство:

Коi = (Кн + Кст + Кат + Кэс + Кпв + Кбо + Кад) × Nдобi × Сi,

где Кн - удельные капитальные вложения в оборудование предприятий нефтедобычи, не входящее в сметы строек, млн. руб./доб. скв.; Кст - удельные капитальные вложения в сбор и транспорт нефти и газа, млн. руб./доб. скв.; Кат - удельные капитальные вложения в автоматизацию и телемеханизацию, млн. руб./доб. скв.; Кэс - удельные капитальные вложения в электроснабжение и связь, млн. руб./доб. скв.; Кпв - удельные капитальные вложения в промводоснабжение, млн. руб./доб. скв.; Кбо - удельные капитальные вложения в базы производственного обслуживания млн. руб./доб. скв.; Кад - удельные капитальные вложения в строительство дорог, млн. руб/доб. скв.; Nдобi - ввод добывающих скважин из бурения в году i.

Оборудование для прочих организаций, не входящее в сметы строек:

Кпрi = Кн × Nдобi × al,

где a1 - доля затрат для прочих организаций, доли ед.

Заводнение нефтяных пластов:

Кзавi = Кзав × Nнi × Сi,

где Кзав - удельные капитальные вложения в заполнение нефтяных пластов, млн. руб/нагн. скв.; Nнi - ввод нагнетательных скважин в году i, скв.

Технологическая подготовка нефти:

Ктпi = Ктп × Qi × Сi,

где Ктп - удельные капитальные вложения в технологическую подготовку нефти (обезвоживание и обессоливание), тыс. руб./т;Qi - прирост добычи нефти в году i, тыс. т.

Очистные сооружения:

Кочi = Коч × Qвi × Сi,

где Коч - удельные капитальные вложения в очистные сооружения, тыс. руб./м3 вводимой суточной мощности; Qвi - вводимая мощность по очистке в году i, тыс. м3/сут.

Оборудование для методов увеличения нефтеизвлечения:

Кмунi = Кмун × Nмунi × Сi,

где Кмун - стоимость спецоборудования для закачки рабочего агента, млн. руб.; Nмунi - ввод специальных установок для закачки рабочего агента в году i, шт.

Прочие объекты и затраты:

Кпi = (Коi + Кзавi + Ктпi + Кочi + Кмунi + Кбо - Кн × Nдобi) × а2,

где а2 - доля затрат в прочие объекты и промысловое обустройство, доли ед.

Итого капитальных вложений в промысловое обустройство:

Кпоi = Коi + Кпрi + Кзавi + Ктпi + Кочi + Кмунi + Кпi.

Капитальные вложения в природоохранные мероприятия:

Кохрi = (Кбурi + Кпоi ) × а3,

где а3 - доля затрат в природоохранные мероприятия в суммарных капиталовложениях, доли ед.

Всего капитальных вложений:

Ксумi = Кбурi + Кпоi + Кохрi.

Всего капитальных вложений за период:



### 9.5.2. Эксплуатационные затраты.

Текущие затраты (без амортизации на реновацию):

Обслуживание нефтяных скважин (включая общепроизводственные затраты):

Тобi = Тоб × Nдi × Сi,

где Тоб - затраты по обслуживанию действующего фонда нефтяных скважин, млн. руб/скв-год; Nдi - действующий фонд нефтяных скважин в году i, скв.

Обслуживание нагнетательных скважин:

Тнагi = Тнаг × Nнагi × Сi,

где Тнаг - затраты по обслуживанию действующего фонда нагнетательных скважин млн. руб/скв-год; Nнагi - действующий фонд нагнетательных скважин в году i, скв.

Сбор и транспорт нефти и газа:

Тсбтi = Тсбт × Qжi × Сi,

где Тсбт - затраты по сбору и транспорту нефти и газа, тыс. руб/т жид.; Qжi - добыча жидкости из пласта в году i, тыс. т.

Технологическая подготовка нефти:

Ттпi = Ттп × Qжпi × Сi,

где Ттп - затраты по технологической подготовке нефти, тыс. руб/т жид.; Ожнi - объем добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в году i, тыс. т.

Энергетические затраты на извлечение жидкости:

Тэниi = Вмех × СкВт ⋅ ч × Qмехi × Сi,

где Вмех - удельный расход электроэнергии при добыче жидкости мехспособом, кВт ⋅ ч/т жид.; СкВт ⋅ ч - стоимость 1 кВт-часа электроэнергии, тыс. руб.; Qмехi - добыча жидкости мехспособом в году i, тыс. т.

Энергетические затраты на закачку воды:

Тэнзi = (Взак × СкВт ⋅ ч + Св) × Qзакi × Сi,

где Взак - удельный расход электроэнергии при закачке воды, кВт ⋅ ч/м3; Св - стоимость воды, тыс. руб/м3; Qзакi - объем закачиваемой воды в году i, тыс. м3.

Затраты на применение МУН:

Тмунi = Тмун × Pмунi × Сi,

где Тмун - стоимость закачки реагента или скв-опер; Рмунi - объем закачиваемого реагента (кол-во скв-опер).

Итого текущих затрат (без налогов и платежей):

Тi = Тобi + Тнагi + Тсбтi + Ттпi + Тэниi + Тэнзi + Тремi + Тмунi,

где Тремi - ремонтный фонд в году i, млн. руб.

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти.

Дорожный фонд:

Тдорi = Цн × Qнi × а4/100 × Сi,

где Цн - продажная цена нефти (без НДС, акцизного сбора), тыс. руб/т; Qнi - добыча нефти в году i, тыс. т; а4 - ставка дорожного налога, %.

Государственный фонд занятости:

Tзaнi = Тзп × Ч × а5/100 × Сi,

где Тзп - среднегодовая заработная плата одного работающего, млн. руб.; Ч - численность работающих, чел.; а5 - ставка налога в фонд занятости, %.

Фонд социального страхования:

Тсоцi = Тзп × Ч × а6/100 × Ci,

где а6 - ставка налога социального страхования, %.

Фонд медицинского страхования:

Тмедi = Тзп × Ч × а7/100 × Сi,

где а7 - ставка налога медицинского страхования, %.

Пенсионный фонд:

Tпенi = Тзп × Ч × а8/100 × Сi,

где а8 - ставка налога пенсионного страхования, %

Фонд НИИОКР:

Tнииi = Тi × а9/100,

где а9 - ставка налога в фонд НИИОКР, %.

Страховой фонд:

Тстрi = Цн × Qнi × а10/100 × Сi,

где а10 - ставка налога в страховой фонд, %.

Плата за недра:

Тнедi = Цн × Qнi × а11/100 × Ci,

где a11 - ставка налога платы за недра, %.

Плата за землю:

Тземi = а12 × Sмест × Сi,

где а12 - ставка земельного налога, тыс. py6/гa; Sмест - площадь месторождения, тыс. га.

Воспроизводство минерально-сырьевой базы:

Tсырi = Цн × Qнi × а13/100 × Ci,

где а13 - ставка налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы, %.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

Тплатi =Тдорi + Тзанi + Тсоцi + Тмедi + Тнииi + Тстрi + Тнедi +Тземi +Тсырi.

Итого текущих затрат с налогами и платежами (без амортизационных отчислений):

Ттекi = Тi + Тплатi.

Всего текущих затрат за период:



Амортизационные отчисления (реновация). Амортизационный фонд по скважинам (добывающим, нагнетательным, контрольным и др.). млн. руб.:

Фсквнi = Фсквнi-1 + Ксквi - Ксквi-15,

где Фсквнi-1 - стоимость по скважинам года, предшествующего расчетному, млн. руб.; 15 - амортизационный срок по скважинам, годы.

Амортизационный фонд по прочим основным фондам, млн. руб.:

Фпрi = Фпрi-1 + Кпоi - Фпрi-1/Nдi-1 × (Nдi-1 - Nдi),

где Фпрi-1 - стоимость прочих основных фондов года, предшествующего расчетному, млн. руб.

Амортизационные отчисления по скважинам, млн. руб.:

Aсквнi = Фсквнi × 6,7/100,

где 6,7 - ежегодная норма амортизационных отчислений по скважинам, %.

Амортизационные отчисления по прочим основным фондам, млн. руб.:

Апрi = Фпрi × а14/100,

где а14 - норма амортизационных отчислений на реновацию по прочим основным фондам, %.

Итого амортизационных отчислений на реновацию основных фондов, млн. руб.:

Аофi = Асквнi + Апрi.

Всего амортизационных отчислений за период, млн. руб.:



Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти, млн. руб.:

Эi = Ттекi + Аофi.

Себестоимость добычи 1 т нефти, тыс. руб.:

Снi = Эi/Qнi.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти за период, млн. руб.:



Среднегодовая себестоимость нефти за период:



Налоги и платежи, отчисляемые и бюджет.

Налог на добавленную стоимость:

Нндсi = Цн × Qнi × а15/100 × Сi,

где а15 - ставка налога на добавленную стоимость, %.

Акцизный сбор:

Накцi = Qнi × а16 × Сi,

где а16 - ставка акцизного налога, тыс. руб./т.

Налог на имущество предприятий:

Нимi = (Офсквi + ОФпрi) × а17/100,

где а17 - ставка налога на имущество предприятия, %; ОФсквi - остаточная стоимость основных фондов по скважинам в году i, млн. руб.; ОФпрi - остаточная стоимость прочих основных фондов в году i, млн. руб.

### 9.5.3. Интегральные показатели эффективности.

Выручка от реализации, млн. руб.:

Рi = (Ц × Qнi + Цг × Qгi) × Ci,

где Ц - цена нефти (включая НДС, акцизный сбор), тыс. руб./т; Qнi - добыча нефти в году i, тыс. т; Цг - отпускная цена газа, тыс. руб./1000 м3; Qгi - добыча нефтяного газа в году i, млн. м3.

Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению, млн. руб.;

Пi = Рi - (Эi + Нндсi + Накцi + Нимi).

Налог на прибыль, млн. руб.:

Hпрi = Пi × a18/100, при условии Пi > 0,

где а 18 - ставка налога на прибыль, %.

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, млн. руб.:

Пчi = Пi - Нпрi.

Вычисление интегральных показателей эффективности (NPV, IRR, индекс доходности, период окупаемости) осуществляется на базе расчетных цен, чтобы исключить влияние инфляционного изменения цен на результирующие экономические показатели.

При этом коэффициент дисконтирования определяется из следующих соображений:

если "а" - коэффициент дисконтирования, выраженный в текущей денежной единице,

"А" - то же, выраженное в постоянной денежной единице,

"г" - годовой коэффициент инфляции, доли ед.,

тогда значение коэффициента дисконтирования, которое должно быть применено при определении интегральных показателей, получается из соотношения:

(1 + "a") = (1 + "А") × (1 + "г") .

Аналогичные поправки на уровень инфляции вносятся при определении внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR): если "m" - значение IRR в текущей денежной единице, "М" - то же, выраженное в постоянной денежной единице, "г" - годовой коэффициент инфляции, доли ед., тогда IRR определяется из следующего соотношения:

1 + "m" = (1 + "М") × (1 + "г").

Расчетные формулы для определения интегральных показателей эффективности приведены в соответствующих разделах методики.

### 9.5.4. Погашение кредитных средств.

Выплата за кредит и процентов за него производится по формуле:



где Р - равная по годам сумма кредита, подлежащая выплате за определенный срок; j - процентная ставка за кредит, доли ед.; К - сумма кредита; n - количество сроков выплаты кредита.

**10. Методика расчета экономической эффективности внедрения**

**новой техники и технологии**

Постоянное совершенствование техники и технологии сопровождается значительными дополнительными капитальными вложениями.

Внедрение в производство новой техники и технологии оправдано только тогда, когда оно обеспечивает экономический эффект: снижение затрат на производство единицы продукции; повышение качества изделий (экономия у потребителей); рост производительности труда.

Дополнительные капитальные вложения, направленные на повышение совершенствования техники и технологии, должны быть возмещены экономией затрат на производство.

В настоящее время нефтедобывающей промышленности (НДП) для определения экономической эффективности мероприятия НТП используются следующие методические документы:

1. Отраслевые «Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение НТП в нефтяной промышленности» (РД 39-01/06-0001-89) – 1989 год.

2. «Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рациональных предложений в НДП» (РД-39-0147035-202-86) – 1986 год.

Применяющаяся в настоящее время единая система показателей для определения экономической эффективности внедрения новой техники и технологии включает: капитальные вложения, необходимые для внедрения новой техники; себестоимость продукции (затраты на её производство и реализацию); срок окупаемости дополнительных капитальных вложений и коэффициент эффективности; приведенные затраты; производительность труда.

Помимо основных показателей при выборе экономически наиболее эффективных вариантов новой техники технологии используются вспомогательные натуральные показатели — удельный расход топлива, энергии, сырья, материалов, количество высвобождаемых рабочих, коэффициент использования оборудования и т.д.

Кроме того, рассматриваются социально-экономические результаты внедрения новой техники (улучшение условий труда ит.д.). Экономический эффект от мероприятия за условный год определяется по формуле:

Эt=Pt –Зt, (1)

где Эt - экономический эффект за расчетный период (год); Pt - выручка от реализации продукции (производственно-технического, научно-технического назначения) вгоду по ценам, установленным в централизованном или договорном порядке, млн.руб.; Зt - себестоимость прироста добычи нефти, млн. руб.

Понятие «капитального вложения» подразумевает все единовременные затраты, связанные с приобретением, созданием и ростом производственных фондов предприятия. Величину капитальных вложений можно определить среднегодовой стоимостью производственных фондов, которыми располагает предприятие.

Основной показатель эффективности внедрения новой техники – годовой экономический эффект, определение которого основывается на сопоставлении приведенных затрат по заменяемой (базовой) и внедренной технике.

Приведенные затраты на единицу продукции (работ) представляют собой сумму себестоимости и нормативной прибыли:

Зt=Ci + ЭнКi , (2)

где Сi - себестоимость единицы продукции (работ), тыс.руб.; Ki - удельные капитальный вложения в производственные фонды, тыс.руб.; Ен - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений = 0,15.

Годовой экономический эффект представляет собой суммарную экономию производственных ресурсов (живой труд, материалы, капитальные вложения), которую получают народное хозяйство. В результате производства и использования новой, более качественной техники и которая в конечном счете выражается в увеличении национального дохода. Таким образом, в этом показателе отражается народнохозяйственная эффективность.

Расчет годового экономического эффекта производится по различным формулам в зависимости от видов внедряемой иной техники и продукции.

Годовой экономический эффект от внедрения новых технологических процессов, механизации и автоматизации производства, способов организации производства и труда, обеспечивающий экономию производственных ресурсов при выпуске одной и той же продукции, определяется по формуле:

Э=(З1’-З2’)A2, (3)

где Э – годовой экономический эффект, млн. руб.; З1’ и З2’ – приведенные затраты на единицу продукции (работы), производимой с помощью заменяемой (базовой) и новой техники, тыс.руб; А2 – годовой объем производства продукции (работы) с помощью новой техники, натуральные единицы.

Формулу (3) можно записать следующим образом:

Э=[(C1’+EнK1’)-(C2’+ EнK2’)]A2, (4)

где С1’ и С2’ – себестоимость единицы продукции (работ) по вариантам, руб.; К1’, K2’-удельные капитальные вложения по вариантам, руб.

; (5)

где К1-сумма капитальных затрат до внедрения мероприятия, тыс.руб.; А1-объем производства продукции, натуральные единицы измерения; Ен- нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; А2-годовой объем производства продукции (работ) с помощью новой техники, натуральные единицы измерения.

В расчетах приведены затраты по формуле используется показатель удельных капитальных вложений в производственные фонды.

При расчете годового экономического эффекта по формуле (3) на действующих предприятиях определяют по разнице себестоимости и дополнительных капитальных затрат

Э=(С1’-C2’)A2-Eн∆K, (6)

где ∆К- дополнительные капитальные вложения на внедрение новой техники и технологии, млн.руб.

Для учета экономики общественных затрат при внедрении новых методов повышения нефтеотдачи и увеличения текущей добычи нефти действующими Методическим указаниями по определению эффективности новой технологии РД-39-01/06-0001-89 предусматривается использование предельной цены.

Годовой экономический эффект от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение добычи нефти и повышение нефтеотдачи, определяется по формуле:

Э=З1’А1+Н∆А-З2’А2 , (7)

где З1,З2 – приведенные затраты на добычу 1 тонны нефти соответственно без применения и с использованием новой технологии, руб/т; А1 и А2 – годовая добыча нефти соответственно без применения и с использованием новой технологии, т; ∆А – дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой технологии, т (∆А=А2-А1); Н – предельная цена 1 тонны нефти, тыс. руб.

При определении годового экономического эффекта от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение добычи нефти на действующих промыслах, можно использовать формулу

Э=(С1’А1+Н∆А-С2’А2)-Ен ∆К , (8)

где ∆К- дополнительные капитальные вложения, руб.

В этом нормативе отражается удельная экономия затрат на разведку, бурение и обустройство, поскольку при одних и тех же затратах добыча нефти возрастает за счет мероприятий по увеличению конечной нефтеотдачи.

Финансовые средства предприятия, идущие на формирование экономического стимулирования предприятия (организации, образующихся в соответствии с действующими положениями, включают помимо прибыли, определяемой по формуле, также и амортизационные отчисления,, остающиеся в распоряжении предприятия (по установленному нормативу).

При сравнивании текущих хозрасчетных показателей деятельности предприятий до и после реализации мероприятия НТП может использоваться метод выделения прибыли по данному мероприятию из общей величины прибыли, остающейся в распоряжении предприятия:

∆Пприб.=Пприб.2-Пприб.1 , (9)

где ∆Пприб.- прирост прибыли от реализации мероприятия, млн.руб.; Пприб.1,Пприб.2-общая величина прибыли, остающаяся в распоряжении предприятия до и после реализации мероприятия НТП, млн.руб.

При определенном осуществлении нескольких мероприятий на одном предприятии выделение доли по каждому мероприятию осуществляется по принципу, принятому во внутрипроизводственном хозрасчете.

В том случае, когда при осуществлении мероприятия НТП не изменяется во времени цена и объем выпускаемой продукции (работы), эффективность осуществления мероприятия характеризуется изменением (снижением) себестоимости продукции и определяется по формуле:

∆С=(С1’- C2’)A2 –H прибыли , (10)

где ∆С – экономия эксплуатационных затрат, млн.руб.;С1’ и С2’ – изменяющаяся часть себестоимости продукции (работ) без и с реализацией мероприятия НТП, млн.руб.;А2 – годовой объем продукции (работы), натуральные единицы измерения;H прибыли – сумма налога на прибыль (24%). Ставка налога на прибыль рассчитывается как H прибыли =∆С\*0,24.

При оценке экономической эффективности применения технологических процессов, обеспечивающих приросты добычи нефти и газа, экономический эффект (прирост прибыли, остающейся в распоряжении нефтегазодобывающего предприятия) определяется в соответствии с формулой:

П1=(Ц1-С1)А1 – (Ц1-С0)А2 – Н , (11)

где Ц1 – оптовая цена предприятия на единицу продукции (нефти, газа), руб.; С0 и С1 – себестоимость добычи единицы продукции (нефти, газа) до и после внедрения мероприятия, руб.; А1 и А2 – годовой объем продукции (нефти, газа) до и после внедрения мероприятия.

Указанные в формулах принципы определения экономической эффективности новой техники и технологии добычи нефти отражают особенности технического прогресса в нефтегазодобывающей промышленности.

Токуп =∆К/∆С , (12)

где Токуп - окупаемость дополнительных капитальных вложений; ∆С- экономия эксплуатационных затрат, млн. руб;

∆С=(С1’- C2’)A2 , (13)

где К – дополнительные капитальные вложения, млн. руб.

Прирост производительности труда определяется по формуле:

∆Птруд=(A2-A1)\*100/A1-100 (14)

**8. Учебно - методическое обеспечение дисциплины**

**Рекомендуемая литература**

а) основная литература:

1. Грузинов В.П., Грибов В.Д. Экономика предприятия. Учебник.- М.: Финансы и статистика, 1999 г.
2. Акуленко Н.Б., Волков О.И., Елизаров Ю.Ф. и др. Экономика предприятия. Учебник.- М.: Инфра - М., 1998 г.
3. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности. Учеб. пособие / Под ред. Н.Н. Победоносцевой. - М.: 1998 г.

б) дополнительная литература:

1. Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности. Учеб. пособие / Под ред. Н.Н. Победоносцевой - М.: 1998 г.
2. Колядов Л.В., Епифанова Н.П., Комарова Л.А. Структурная перестройка в нефтегазовом комплексе РФ.- М.: Нефть и газ, 1997 г.
3. Комарова Л.А., Павлинич Э.А. Современные методы оплаты труда.- М.: 1999 г.
4. Андреев А.Ф., Зубарева В.А. и др. Методические аспекты инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности.- М.: 1996 г.
5. Гражданский кодекс РФ, ч. I гл. 4
6. Законы и законодательные акты РФ, касающиеся деятельности предприятия и использования природных ресурсов.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Приложение 1 | | | |
| Соотношения между внесистемной и международной единиц измерения [ГОСТ 9867 - 61] | | | | | |
| Величина | Внесистемные единицы | Единицы системы СИ | | Коэффициент пересчета единиц измерения | |
| Длина | М | **м** | | - | |
| Площадь | м2 | м2 | | - | |
| Объем | м | *м'* | |  | |
| Масса | т | кг | | - | |
| Время | с | с | |  | |
| Сила электрического тока | А | А | |  | |
| Термодинамическая температура | К | К | |  | |
| Сила тяжести, вес | кгс | Н | | 1 кгс = 9,80665 Н | |
| Плотность |  | т/м3 | | 1 т/м3 = 103 кг/м3 | |
|  | кг/дм3 | кг/м3 | | 1 кг/дм3 =103 кг/м3 | |
|  | г/см3 |  | | 1 г/см3 = 103 кг/м3 | |
| Удельный вес | кгс/м3 | Н/м3 | | 1 кгс/м3 =9,80665 Н/м3 | |
| Давление | ат, кгс/см3 | Па | | 1 ат= 1  кгс/см2 =0,980665-105 Па | |
| Объемный расход | м3/сут | м3/с | | 1 мэ/сут = 11,5710-6 м3/с | |
| Работа, энергия | кгс\*м | Дж | | 1 кгс м =9,80665 Дж | |
| Мощность | кгсм/с | Вт | | 1 кгсм/с =9,80665 Вт | |
|  | л. с. | Вт | | 1 л.с. =735,499 Вт | |
| Количество теплоты | ккал | Дж | | 1 ккал=4186,8 Дж | |
| Динамическая вязкость кинематическая вязкость. | П | Пас | | 1 П = 0,1 Пас | |
|  | Ст | м2/с | | 1Ст=10-4 м2/с | |
| Поверхностное натяжение | дин/см | Н/м | | 1 дин/см = 10-3Н/м | |
| Коэффициент сжимаемости | 1/ат | | м2/Н | |  |
| Коэффициент пьезопроводности | см2/с | | м2/с | | 1 см2/с = 10-4 м2/с |
| Коэффициент гидропроводности | Дсм/сП | | м3/(Па с) | | 1 Д-см/cП =1,02-10-11 м3/(Па-с) |
| Коэффициент продуктивности | м3/сут(кгс/см2) | | м3/(Пас) | | 1 м3/сут(кгс/с м2)= 1,178\*10-10 м3/(Пас) |
| Удельная теплота | ккал/кг | | Дж/кг | | 1 ккал/кг =4186,6 Дж/кг |
| Теплоемкость (энтропия) | ккал/°С | | Дж/К | | 1 ккал/'С =4186,8 Дж/К |
|  |  | |  | |  |
| Коэффициент теплоотдачи | ккал/м2ч°С | | Вт/м2К | | 1 ккал/м2ч°С= 1,163 Вт/м2К |
| Коэффициент теплопроводности | ккал/м-ч°С | | Вт/м-К | | 1 ккалУмч°С= 1,163 Вт/мК |
| Коэффициент проницаемости горной породы | Д | | м2 | | 1 Д= 1,02-10-12 м2 |

Приложение 2

Приставки для обозначения кратных и дольных единиц измерений

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Кратные единицы | | | Дольные единицы | | |
| Множитель | Приставка | Обозначение | Множитель | Приставка | Обозначение |
| 1012  109  106°  103  102  10 | тера  гига  мега  кило  гекто  дека | Т  Г  **М**  К  г  да | 10-1  10-2  10-3  10-6  10-9  10-12  10-15 | деци  санти  милли  микро  нано  пико  фемто | д  с  м  мк  н  п  ф |

Примечание. 1. Примеры применения кратных и дольных единиц измерения: *х* нанометров =x нм =х10-9 м; *у* мегаграммов *—у* Mr = уl06 r =у103 кг.

2. Не допускается применение двух или более приставок одновременно. Например, нельзя присоединять приставку к наименованию килограмм. Надо добавлять приставку к наименованию грамм (миллиграмм, мегаграмм).

3. Наименование кратных и дольных единиц допустимо лишь в окончательных

результатах.

4. В знаменателе производных единиц изменений не допускается применение кратных и дольных единиц.

Приложение 3

Федеральное агенство по образованию

ГОУВПО «Удмуртский государственный университет»

Нефтяной факультет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

на тему: «Анализ эффективности новых технологий повышения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере

Гремихинского месторождения».

Пояснительная записка

Дипломник \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Иванов А.Н.

Руководитель проекта, \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Кудинов В.И.

зав. кафедрой, д.т.н., профессор

Консультант

по геологическому разделу \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Горшунов Е.П.

к.т.н., ст.преподаватель

Консультант

по экономической части \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Борхович С.Ю.

к.т.н., доцент

Консультант по разделу

1. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Жуков В.К.
2. Охрана недр и окружающей среды \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Полозов М.Б.
3. Организационно-экономический раздел \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Борхович С.Ю.

Нормоконтроль: профессор \_\_\_\_\_\_\_\_\_Шаймарданов В.Х.

Дипломный проект защищен с оценкой \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Секретарь ГАК \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Приложение 4

Федеральное агентство по образованию

ГОУВПО «Удмуртский государственный университет»

Нефтяной факультет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ЗАДАНИЕ

на дипломное проектирование студента

группы ….. Ф.И.О.

1.Тема проекта:

Утверждена приказом по университету от …………2006 № ………..

2. Исходные данные к проекту:

3. Содержание:

4. Перечень графического материала:

5. Перечень основной литературы:

6. Консультанты по проекту:

7. Срок сдачи в ГАК законченного проекта \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

8. Дата выдачи задания «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2006 г.

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Ф.И.О.

Руководитель проекта \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Ф.И.О.

Задание принял к исполнению:

студент \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Ф.И.О.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит \_\_\_ страниц текста, в том числе \_\_\_рисунков и \_\_\_\_ таблиц.

малодебитный фонд скважин, скважина, месторождение, коэффициент нефтеизвлечения, обработка призабойной зоны пласта, дебит, вязкость, залежь, капитальные вложения.

Добыча нефти из малодебитных скважин составляет небольшую долю от общей добычи, но материальные затраты на их эксплуатацию весьма значительны. Поэтому при эксплуатации скважин и установлении оптимального режима работы оборудования, необходимо выбрать насосную установку и режим работы, обеспечивающие заданный плановый отбор жидкости при оптимальных технологических и технико-экономических показателях эксплуатации, определить максимальный отбор жидкости из скважин посредством существенного насосного оборудования.

Оптимизация отдельных технологических характеристик или показателей надежной установки должна обеспечить наилучшее технико-экономические показатели, например, максимальную себестоимость или минимальные приведенные затраты. Отсюда вытекает существенная значимость оптимизации процесса эксплуатации малодебитных скважин.

**С.Ю. БОРХОВИЧ , О.М. МИРСАЕТОВ**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**к дипломному проектированию для студентов очной и заочной форм обучения**

**специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Подписано в печать от 8.12.2005 г.Формат 60x84/16

Печать офсетная. Усл. печ. л. 6,25. Уч.-изд.л.3,8

Тираж 150 экз. Заказ №

Типография УдГУ

426034, Ижевск, Университетская, 1 корп.4.