

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГБОУ ВПО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

С.Ю. Борхович

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов очной и
заочной форм обучения специальности 090600 – Разработка
и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Ижевск

2013

УДК 622.276.1(07)

ББК 33.361.я 7

Б 838

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензенты: к.э.н., профессор А.Я.Волков,
к.т.н., доцент А.М.Насыров,
к.т.н., доцент В.А. Аристов

Борхович С.Ю.

Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов очной и заочной форм обучения специальности 090600 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2013. 125 с.

В методических указаниях изложены требования к оформлению дипломных проектов. Методические указания рассчитаны на студентов Института нефти и газа имени М.С. Гуцериева, будут полезны преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование, аспирантам и научным работникам при оформлении к изданию рукописей, статей, докладов.

УДК 622.276.1(07)

ББК 33.361.я 7

© С.Ю. Борхович, 2013

© Издательство «Удмуртский университет», 2013

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Общие положения.....	4
2. Структура и содержание дипломного проекта.....	6
3. Методики расчета технологических показателей разработки.....	18
4. Методики расчета экономических показателей расчета дипломного проекта.....	41
5. Основные требования и правила оформления текстовой части проекта.....	83
5.1. Объем дипломного проекта.....	83
5.2. Правила оформления расчетно-пояснительной записки.....	83
5.3. Рубрикация текста, нумерация страниц, содержание.....	86
5.4. Оформление иллюстраций (рисунков).....	87
5.5. Оформление таблиц.....	88
5.6. Оформление расчетных формул.....	89
5.7. Оформление ссылок на литературные источники.....	91
5.8. Оформление списка использованных источников.....	92
5.9. Оформление приложения.....	93
5.10. Нормативно-технические документы и руководящие документы.....	93
5.11. Оформление бланка отзыва и рецензии на выпускную квалификационную работу.....	95
6. Темы дипломных проектов студентов очного отделения специальности 090600 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».....	96
7. Список рекомендуемой литературы.....	102
Приложение 1 - Пример оформления «задания» на выпускную квалификационную работу.....	105
Приложение 2 - Пример оформления титульного листка на выпускную квалификационную работу.....	109
Приложение 3 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (таблица).....	110
Приложение 4 - Свойства пластовой нефти (таблица).....	111
Приложение 5 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти (таблица).....	112
Приложение 6 - Свойства и состав пластовых вод (таблица).....	113
Приложение 7 - Состояние запасов нефти (таблица).....	114
Приложение 8 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки (таблица).....	115
Приложение 9 - Состояние реализации проектного фонда скважин (таблица).....	118
Приложение 10 - Характеристика фонда скважин (таблица).....	119
Приложение 11 - Исходные данные для расчета экономических показателей (таблица).....	120
Приложение 12 - Соотношение размерностей величин, используемых в нефтепромысловой практике, в общепринятой системе и системе СИ.....	122
Приложение 13 - Пример оформления бланка «отзыв» научного руководителя на выпускную квалификационную работу.....	123
Приложение 14 - Пример оформления бланка «рецензия» на выпускную квалификационную работу.....	124

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие методические указания устанавливают регламентированные требования, структуру и правила оформления выпускных квалификационных работ, выполняемых студентами специальности 09.06.00 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в соответствии с требованиями ГОС ВПО направления подготовки дипломированного специалиста - 650700 Нефтегазовое дело.

Выпускная квалификационная работа на кафедре РЭНГМ Института нефти и газа имени М.С.Гуцериева выполняется в виде дипломного проекта.

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

Задачи методических указаний - научить студентов излагать и оформлять дипломные проекты, техническую документацию и другие задания в соответствии с требованиями кафедры РЭНГМ и требованиями ГОСТ.

Методические указания будут полезны специалистам-совместителям, ведущим дипломное и курсовое проектирование, аспирантам и научным работникам при оформлении к изданию рукописей, статей и др.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектирование является самостоятельной творческой работой студента и имеет своей целью: систематизацию, закрепление и расширение теоретических и практических знаний по специальности и применение этих знаний при решении конкретных научных, технических и производственных задач; развитие навыков самостоятельного творчества, изучения необходимой литературы, использованию результатов исследований и средств вычислительной техники при решении рассматриваемых в проекте задач и анализа полученных данных; совершенствование навыков графического оформления результатов.

Основанием для разработки дипломного проекта является задание на проектирование (**приложение 1**), подписанное руководителем дипломного проекта и заведующим кафедрой. Заданием определяется перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломном проекте, а также их объем.

Исходными данными для проектирования являются геолого-промысловые материалы, проектные документы на разработку месторождения, руководящие документы.

Студент несет полную ответственность за правильное решение всех вопросов дипломного проекта, за точность вычислений, за качество оформления, грамотность.

Материал, отбираемый для включения в дипломный проект, должен быть обработан и систематизирован. Не следует без необходимости включать в дипломный проект и перенасыщать его сведениями, мало касающимися темы.

Пояснительную записку дипломного проекта не следует перегружать общеизвестными положениями, определениями и др. Например, если в дипломном проекте рассматриваются общепринятые методы или стандартное оборудование, то их описание подробно излагать не нужно. При этом достаточно сделать ссылки на существующие источники документальной информации.

Каждая величина, используемая для расчетов (кроме общепринятых) должна обосновываться либо технологическими соображениями, либо опытом работы в данном районе, либо ссылкой на литературный источник.

Общими требованиями к проекту, согласно ГОСТ 7.32-91, являются: четкость построения; логическая последовательность изложения материала; убедительность аргументации; краткость и четкость формулировок, исключающие возможность субъективного толкования; конкретность изложения результатов работы, доказательность выводов и обоснованность рекомендаций.

2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Выпускные квалификационные работы, выполняемые на кафедре РЭНГМ, посвящены решению проблем по совершенствованию системы разработки, повышению извлечению нефти из пластов, техники и технологии добычи нефти, повышения качества подготовки скважинной продукции. Поэтому тематика дипломных проектов группируется в рамках этих проблем.

Выпускная квалификационная работа состоит из расчетно-пояснительной записки и графического материала. Расчетно-пояснительная записка проекта должна содержать, в указанной ниже последовательности: титульный лист; задание на проектирование; реферат; содержание; основную текстовую часть проекта, состоящую из разделов, определенных заданием, заключение (основные выводы, рекомендации), список использованных источников, приложения.

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

Основная текстовая часть расчетно-пояснительной записки должна включать:

ВВЕДЕНИЕ;

1.ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ;

2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ;

3.ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ;

4.РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ;

5.РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.

Во **ВВЕДЕНИИ**, на основе литературных данных, кратко излагаются основные задачи развития нефтяной и газовой промышленности, значение и современное состояние рассматриваемой проблемы, которой посвящен дипломный проект. Следует четко сформулировать, в чем заключается актуальность и цель выполняемой работы, обосновать по существу назначение темы проекта.

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ включает пункты:

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

1.1. Общие сведения о месторождении

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

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

В разделе приводится краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза площади. Дается характеристика каждой залежи, тип залежи по фазовому состоянию УВ, литологическая характеристика пластов, покрышек и вмещающих пород; приводится описание структурных планов залежей по кровле проницаемых частей продуктивных горизонтов; показываються зоны замещения и вклинивания коллекторов, тектонические нарушения. Указываются высоты газовых шапок, нефтяных частей залежей, их размеры площади, абсолютные отметки ВНК, ГНК, ГВК. Показываются внешние и внутренние контуры нефтеносности и газоносности. Анализируются изменения нефтенасыщенных толщин, коэффициентов расчлененности и песчаности площади залежи. Фактические данные, характеризующие геологическое строение залежи по продуктивным горизонтам систематизируются в таблицу (**приложение 3**). Указывается характеристика продуктивных горизонтов (режим работы пластов, нефтенасыщенные толщины, коллекторские свойства, начальные пластовые температура и давление).

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

1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Раздел включает характеристику коллекторских свойств пород-коллекторов по данным анализа образцов керна, материалам ГИС и данным гидродинамического исследования пластов и скважин. При этом определяется открытая пористость, проницаемость пород по воздуху и воде, коэффициента нефтегазонасыщенности, содержание связанной воды, остаточная нефтенасыщенность в газовых частях залежей. По данным лабораторных исследований образцов керна из продуктивных пластов определяется

вещественный состав, глинистость и карбонатность пород, их гранулометрический состав, коэффициенты сжимаемости. Дается характеристика коллекторских свойств (общая пористость, проницаемость и т.д.).

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

1.4. Физико-химические свойства нефти, газа, воды

В разделе приводятся краткие сведения об условиях отбора нефти, газа и воды, отобранные из скважин на разных участках залежей, и использованные для определения свойств и состава пластовых флюидов. Характеризуется представительность этих проб. Приводятся данные анализа изменения свойств нефти (плотности, давление насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости в пластовых условиях и при 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 разгазированной нефти, содержании ионов и примесей в пластовой и предлагаемой для заводнения воды (**приложение 4, 5, 6**).

1.5. Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения)

В разделе приводятся утвержденные ГКЗ РФ подсчетные параметры, балансовые и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа, распределение их по зонам и категориям. При промышленном содержании в

нефти, растворенном, свободном газе, пластовой воде ценных не углеводородных компонентов дополнительно приводятся их запасы.

В таблицах приводятся подсчетные параметры извлекаемых запасов нефти, свободного и растворенного газа. Начальные запасы приводятся по последнему подсчету, а остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа и др. компонентов – на дату составления дипломного проекта (**приложение 7**).

1.6. Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении

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

Выводы по всем пунктам раздела.

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

Совершенствование системы разработки

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

Требования к структуре задания по технологическому разделу

2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Приводится характеристика текущего состояния системы разработки месторождения, данные о системе размещения и плотности сеток скважин,

текущей добыче нефти, газа, жидкости из пластов, обводненности, накопленной добычи.

2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

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

2.2.1. Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Проводится сравнение проектных и фактических показателей за последний год. Результаты сравнения представляются в форме таблицы (**приложение 8**). Строятся графики динамики основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды). Выявляются основные причины расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти. По фактическим показателям разработки анализируются причины неравномерной выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам, оценивается технологическая эффективность разработки отдельных объектов и (или) месторождения в целом.

2.2.2. Анализ состояния фонда скважин

Приводятся данные о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату проектирования (**приложение 9,10**).

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

2.2.3. Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на данном месторождении

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

2.2.4. Анализ выработки запасов нефти

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

2.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

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

2.3. Выбор и обоснование (совершенствования) проектируемого технического решения для увеличения извлечения нефти из пластов

С учетом подраздела 2.2.5 в данном подразделе предлагается с обоснованием проектное решение по совершенствованию принятой системы разработки (даются рекомендации по повышению эффективности системы заводнения или другого агента воздействия).

Приводится обзор литературных источников (патентных решений) по принятому проектному решению (раскрывается суть и механизм метода воздействия на пласт с целью повышения выработки запасов).

2.4. Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении.

В разделе подробно излагается принцип реализации принятого технологического решения.

2.5. Определение технологической эффективности при реализации технического решения

2.5.1. Исходные данные для определения технологической эффективности

2.5.2. Выбор метода определения технологической эффективности

Приводится подробная методика расчета технологических показателей, при помощи которых можно оценить эффективность принятого технологического решения.

2.5.3. Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения.

Выводы по всем пунктам раздела.

Интенсификация добычи нефти

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

Требования к структуре задания по технологическому разделу

2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

2.2.1. Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

2.2.2. Анализ состояния фонда скважин

2.2.3. Анализ примененных на данном месторождении технических решений для интенсификации добычи нефти

2.2.4. Анализ выработки запасов нефти

2.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

2.3. Обоснование и выбор проектируемого технического решения для интенсификации добычи нефти

2.4. Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении

2.5. Определение технологической эффективности при реализации технического решения

2.5.1. Исходные данные для определения технологической эффективности

2.5.2. Выбор метода определения технологической эффективности

2.5.3. Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения

Выводы по всем пунктам раздела

Повышение качества подготовки скважинной продукции

- Совершенствование системы промысловой подготовки нефти и воды.

Требования к структуре задания по технологическому разделу

2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

2.2. Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

2.2.1. Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

2.2.2. Анализ состояния фонда скважин

2.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

2.3. Техничко-эксплуатационная характеристика системы сбора и транспорта нефти и газа

2.4. Анализ состояния системы внутрипромыслового сбора и транспорта нефти и газа

2.5. Анализ примененных на данном месторождении технических решений для повышения качества подготовки скважинной продукции

2.6. Выбор (совершенствование) технического решения для повышения качества подготовки скважинной продукции

2.7. Обоснование выбора (совершенствования) проектируемого технического решения для повышения качества подготовки скважинной продукции

2.8. Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении

2.9. Определение технологической эффективности при реализации технического решения

2.10.1. Исходные данные для определения технологической эффективности

2.10.2. Выбор метода определения технологической эффективности

2.11.3. Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения

Выводы по всем пунктам раздела

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ включает организационную структуру предприятия, технико-экономические показатели разработки месторождения и их анализ, расчет экономической эффективности внедрения предлагаемых решений (технологий).

Экономический раздел состоит из следующих подразделов:

3.1. Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения

3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные оформляются в сводную таблицу (приложение 11).

3.3. Расчет экономических показателей проекта

3.3.1. Платежи и налоги

3.3.2. Капитальные вложения

3.3.4. Эксплуатационные затраты

3.3.5. Выручка от реализации

3.3.6. Экономический эффект

3.3.7. Доход государства

3.3.6. Прибыль от реализации

3.3.7. Поток денежной наличности

3.3.8. Индекс доходности

3.3.8. Период окупаемости вложенных средств

3.4. Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с утвержденным вариантом и выбор варианта, рекомендуемого к реализации

Выводы по разделу.

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

Раздел охраны труда состоит из следующих подразделов

4.1. План (конкретных) мероприятий по обеспечению требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ

4.2. План (конкретных) мероприятий по обеспечению санитарно-гигиенических требований при проведении проектируемых работ

4.3. План (конкретных) мероприятий по обеспечению требований противопожарной безопасности при проведении проектируемых работ.

Выводы по разделу.

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

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

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

Выводы по разделу.

Требования к содержанию задания по разделу «**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**». В заключении должны быть сделаны выводы по каждой задаче, решенной в рамках дипломного проекта. «Заключение» составляется на основе выводов сделанных по каждому разделу.

Требования к содержанию задания по разделу «**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**». Список использованных источников должен содержать полный перечень документов, литературы и патентов, использованных при дипломном проектировании. При ссылке в

тексте на источник следует приводить его порядковый номер из списка источников. Источники в списке следует располагать в порядке их упоминания в тексте.

Графический материал, выносимый на защиту, оформляется в виде презентации. Членам комиссии предоставляется раздаточный материал, дублирующий материал презентации и материал, отражающий основные защищаемые положения дипломного проекта.

Вопросы задания излагаются и решаются в том порядке, в каком они даны в задании. Отступление от задания без согласования с руководителем дипломного проекта не допустимо. В дипломных проектах обязательно представление расчетов, проведенных с применением ЭВМ и с использованием программных продуктов типа ROCXAR.

К вспомогательному материалу относятся: промежуточные математические доказательства, формулы и расчеты; таблицы вспомогательных цифровых данных; описания алгоритмов и программ задач, решаемых на ЭВМ в процессе выполнения проекта; иллюстрации вспомогательного характера; акты испытаний и внедрения результатов исследований.

3. МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Базу для этих формул создали ученые-нефтяники М. Маскет, В.Н. Щелкачев, И.А. Чарный, Г.Б. Пыхачев и А.П. Крылов и многие десятилетия практики разработки нефтяных месторождений.

Формулы динамики добычи нефти

Наиболее компактная формула

$$\frac{q}{q_0^{(t)}} = 1 - \left(\frac{Q_d}{Q_0^{(t)}} \right), \quad (1)$$

где q и $q_0^{(t)}$ — дебит нефти соответственно текущий и амплитудный; Q_d — накопленное количество отбираемой нефти к рассматриваемому текущему моменту времени; $Q_0^{(t)}$ — введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти (верхним индексом t отмечается, что амплитудный дебит и введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти могут изменяться во времени). Благодаря такому возможному изменению параметров $q_0^{(t)}$ и $Q_0^{(t)}$ формула описывает любые фактически наблюдающиеся закономерности добычи нефти.

Основная формула

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)}} \left[Q_0^{(t)} - \left(q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)} + \frac{1}{2} q^{(t)} \right) \right], \quad (2)$$

где $q^{(t)}$ — годовой отбор нефти в t -ом году, млн. т/год; $q_0^{(t)}$ — амплитудный дебит залежи по состоянию на середину t -го года, млн. т/год; $Q_0^{(t)}$ — введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т; $q^{(1)}$ и $q^{(t-1)}$ — годовые отборы нефти соответственно в первом и в предшествующем рассматриваемому ($t - 1$) годах, млн. т/год.

Формула при заданных значениях $q_0^{(t)}$ и $Q_0^{(t)}$

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + \frac{1}{2}q_0^{(t)}} \left[Q_0^{(t)} - (q^{(t)} + \dots + q^{(t-1)}) \right], \quad (3)$$

Видоизменение формулы с учетом обозначения $I_T^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)}}$:

$$q^{(t)} = \frac{I_T^{(t)}}{1 + \frac{1}{2}I_T^{(t)}} \left[Q_0 - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right], \quad (4)$$

где $I_T^{(t)}$ — текущая (мгновенная) интенсивность отбора введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти.

Новое видоизменение формулы с учетом обозначения

$$I_T^{\bullet(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + \frac{1}{2}q_0^{(t)}} : \quad (5)$$

$$q^{(t)} = I^{(t)} \left[Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где $I^{(t)}$ — текущая (интервальная, годовая) интенсивность отбора введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти.

В частном случае при $I^{(t)} = I — \text{const}$

$$q^{(t)} = q^{(t-1)} \frac{Q_0^{(t)} - (q^{(t)} + \dots + q^{(t-1)})}{Q_0^{(t-1)} - (q^{(t-1)} + \dots + q^{(t-2)})}. \quad (6)$$

В частном случае при $I^{(t)} = I — \text{const}$ и $Q_0^{(t)} = Q_0 — \text{const}$ с учетом

обозначения
$$K_a = \frac{Q_0 - \frac{1}{2}q_0}{Q_0 - \frac{1}{2}q_0}$$

формула годового отбора нефти в t -ом году принимает вид

$$q^{(t)} = q_0 \frac{Q_0}{Q_0 + \frac{1}{2}q_0} \left(\frac{Q_0 - \frac{1}{2}q_0}{Q_0 + \frac{1}{2}q_0} \right)^{t-1} = q^{(t)} K_u^{(t-1)} = q^{(t)} K_u, \quad (7)$$

где K_u — годовой коэффициент изменения добычи нефти; $K_u^{(t-1)}$ — интегральный коэффициент изменения добычи нефти.

При $q_0^{(t)} = q_0 - const$ и $Q_0^{(t)} = Q_0 - const$ справедливы следующие соотношения годовых отборов нефти:

$$\frac{q^{(2)}}{q^{(1)}} = \frac{q^{(3)}}{q^{(2)}} = \dots = \frac{q^{(t)}}{q^{(t-1)}}. \quad (8)$$

Такие соотношения также справедливы после достижения максимумов и стабилизации $q_0^{(t)} \rightarrow \max$ и $Q_0^{(t)} \rightarrow \max$. Потребный амплитудный дебит залежи при известных начальных извлекаемых запасах нефти, известных годовых отборах нефти в предыдущие годы и заданном годовом отборе нефти в рассматриваемом t-ом году

$$q_0^{(t)} = q^{(t)} \frac{Q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} - \left(q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)} + \frac{1}{2} q^{(t)} \right)}. \quad (9)$$

Потребные введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти при известном амплитудном дебите залежи и годовых отборах нефти в предыдущие годы и заданном годовом отборе нефти в рассматриваемом t-ом году

$$Q_0^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{q_0^{(t)} - q^{(t)}} \left(q^{(1)} + \dots + q^{(t-1)} + \frac{1}{2} q^{(t)} \right). \quad (10)$$

Формула амплитудного дебита нефтяной залежи

1. Наиболее компактная формула

$$q_0^{(t)} = \beta \tau \eta_{u.cp} n_0 \Delta p \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}, \quad (11)$$

где ξ — коэффициент надежности, гарантирующий достижение запроектированного уровня добычи нефти с вероятностью не менее 90 % при условии практического осуществления всех запроектированных технических мероприятий; τ — среднее число дней эксплуатации скважины в году, сут/год; $\eta_{u.cp}$ — средний коэффициент продуктивности пробуренной и исследованной скважины, определенный в период добычи нефти или пересчитанный для этих

условий, $t/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; n_0 — общее число скважин по проектной сетке, которые должны быть пробурены и введены в работу к середине t -го года; Δp — перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин, МПа; ϕ — функция относительной производительности скважины, доли единицы (вместе учитывают нагнетательные и добывающие скважины); ε — доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности продуктивных пластов.

1. Формула амплитудного дебита при закономерном изменении коэффициента продуктивности по вновь вводимым в работу скважинам имеет вид

$$q_0^{(t)} = \xi \tau \left(\sum_{i=0}^{n_0} \eta_i \right) (p_{сн} - p_{св}) \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}. \quad (12)$$

Можно использовать усредненную статистическую закономерность изменения коэффициентов продуктивности, например такую, какая наблюдается при разбуривании крупной нефтяной залежи по направлению от центра к периферии при уменьшении средней толщины продуктивных пластов.

3. В случае факта или предположения закономерного изменения коэффициентов продуктивности и забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин формула амплитудного дебита залежи будет иметь следующий вид:

$$q_0^{(t)} = \xi \tau \left(\sum_{i=0}^{n_0} \eta_i \Delta p_i \right) \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}. \quad (13)$$

Увеличение разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин может быть прямо связано с уменьшением сложности геологического строения эксплуатационного горизонта — с уменьшением числа продуктивных пластов.

4. При закономерном изменении коэффициентов продуктивности скважин, разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин и среднего числа дней работы скважины в году формула амплитудного дебита залежи будет иметь вид

$$q_0^{(t)} = \xi \left(\sum_{i=0}^{n_0} \tau \eta_i \Delta p_i \right) \phi (1 - \varepsilon) 10^{-6}.$$

5. При закономерном изменении кроме уже отмеченных в п. 4 параметров еще и функции относительной производительности скважины формула амплитудного дебита залежи принимает вид

$$q^{(t)} = \xi(1 - \varepsilon) 10^{-6} \sum_{i=0}^{n_0} \tau \eta_i \Delta p_i \phi_i = \sum_{i=0}^{n_0} q'_{0i} = \sum_{i=0}^{n_0} q'_{\varepsilon i} \quad (14)$$

где q'_{0i} — амплитудный дебит на одну пробуренную и введенную в работу скважину, млн. т/год; $q'_{\varepsilon i}$ — начальный максимальный дебит на одну введенную в работу добывающую скважину, млн. т/год.

6. Если нефтяная залежь фактически продолжительное время находится в разработке, то в формулу амплитудного дебита удобно ввести постоянный коэффициент C , легко определяемый по фактическим данным. При этом формула амплитудного дебита содержит постоянный коэффициент и те параметры, которые изменяются заметным образом:

$$q_0^{(t)} = C \eta_{cp} n_0 \Delta p \phi \quad (15)$$

Закономерные изменения должны быть больше случайных изменений, обусловленных неточностью и непредставительностью замеров.

Параметры $\eta_{cp}, n_0, \Delta p, \phi$ изменяются в процессе бурения новых скважин, с повышением давления нагнетания воды, при переходе от фонтанного способа добычи нефти к механизированному, добавлении очаговых нагнетательных скважин, коренном изменении схемы заводнения и др.

Формула начальных извлекаемых запасов нефти

$$Q_0^{(t)} = Q_0 K_{no} = Q_0 K_1 K_{1a} K_2 K_3 K_4 = Q_{II} K_3 K_4 = Q_{om} K_4, \quad (16)$$

где Q_0 — введенные в разработку к середине t -го года балансовые геологические запасы нефти, млн, т; K_{no} — проектный или фактический коэффициент нефтеотдачи продуктивных пластов, доли единицы; K_1 — коэффициент дренирования объема нефтяных пластов при данной сетке скважин, учитывающий прерывистость пластов, а также их зональную неоднородность по проницаемости; K_{1a} — коэффициент дренирования, вводимый для аномальных нефтей, учитывающий свойство этих нефтей на

участках с низкими градиентами давления и в слоях с низкой проницаемостью образовывать структуру и становиться практически неподвижными; K_2 — коэффициент вытеснения нефти в микрообъеме пласта при неограниченно большой прокачке вытесняющего агента, определяемый обычно в лабораторных условиях на образцах керна; в случае большого соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента при определении K_2 путем экстраполяции экспериментальных данных необходимо, чтобы влияние различия вязкостей было устранено, т. е. необходимо перейти от реальных накопленных отборов жидкости к расчетным; K_3 — коэффициент охвата вытеснением дренируемого объема нефтяных пластов или коэффициент использования подвижных запасов нефти, определяемый с учетом V^2 — расчетной послойной неоднородности продуктивных пластов и A — предельной доли агента в дебите жидкости в момент остановки добывающих скважин; K_4 — коэффициент использования начальных извлекаемых запасов нефти с учетом ограниченной продолжительности существования скважин $T_0 < \infty$; Q_{II} — подвижные запасы нефти; Q_{om} — максимально возможные при неограниченно большой продолжительности существования скважин начальные извлекаемые запасы нефти.

Формула динамики добычи жидкости

Наиболее компактная формула

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)})\mu_0, \quad (17)$$

$$q_F^{(t)} = q_0 \left(1 - \frac{Q_{Fd}^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}} \right). \quad (18)$$

Здесь $q_{F2}^{(t)}$ — текущий дебит жидкости; $q_F^{(t)}$ — текущий расчетный дебит жидкости; μ_0 — коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях; $Q_{Fd}^{(t)}$ — накопленный расчетный отбор жидкости к рассматриваемому текущему моменту времени; $Q_{F0}^{(t)}$ — введенные в разработку расчетные начальные извлекаемые запасы

жидкости. Существует однообразный переход от дебитов, текущих и накопленных отборов и запасов жидкости к расчетным и обратно:

$$\begin{aligned}
 q_{F2}^{(t)} &= q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)})\mu_0, q_F^{(t)} = q^{(t)} + (q_{F2}^{(t)} - q^{(t)})\frac{1}{\mu_0}, \\
 Q_{F2_d}^{(t)} &= Q_D^{(t)} + (Q_{F_d}^{(t)} - Q_D^{(t)})\mu_0, Q_{F_d}^{(t)} = Q_D^{(t)} + (Q_{F2_d}^{(t)} - Q_D^{(t)})\frac{1}{\mu_0}, \\
 Q_{F02}^{(t)} &= Q_0^{(t)} + (Q_{F0}^{(t)} - Q_0^{(t)})\mu_0, Q_{F0}^{(t)} = Q_0^{(t)} + (Q_{F02}^{(t)} - Q_0^{(t)})\frac{1}{\mu_0}, \\
 \frac{q_{F2}^{(t)} - q^{(t)}}{q^{(t)}} &= \frac{q_F^{(t)} - q^{(t)}}{q^{(t)}}\mu_0, \frac{A_2}{1 - A_2} = \frac{A}{1 - A}\mu_0, \\
 A_2 &= \frac{A\mu_0}{A\mu_0 + (1 - A)}, A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_0)\mu_0}.
 \end{aligned} \tag{19}$$

где $Q_{F2_d}^{(t)}$ — накопленное количество отбираемой жидкости; $Q_{F02}^{(t)}$ — введенные в разработку начальные извлекаемые запасы жидкости в массовых единицах; A_2 — массовая доля агента в текущем дебите жидкости; A — расчетная доля агента в текущем дебите жидкости.

Основная формула динамики расчетной добычи жидкости

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}} \left[Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(1)} + \dots + q_F^{(t-1)} + \frac{1}{2} q_F^{(t)} \right) \right]. \tag{20}$$

Формула динамики добычи жидкости при заданных значениях $q_0^{(t)}$ и $Q_{F0}^{(t)}$ имеет вид

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} + \frac{1}{2} q_0^{(t)}} \left[Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(1)} + \dots + q_F^{(t-1)} \right) \right]. \tag{21}$$

Видоизменение этой формулы с учетом обозначения $I_{F_T}^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}}$

$$q_F^{(t)} = \frac{I_{F_T}^{(t)}}{1 + \frac{1}{2} I_{F_T}^{(t)}} \left[Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(1)} + \dots + q_F^{(t-1)} \right) \right], \tag{22}$$

где $I_{F_T}^{(t)}$ — текущая (мгновенная) интенсивность отбора введенных в разработку расчетных начальных извлекаемых запасов жидкости.

Новое видоизменение формулы с учетом обозначения $I_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} + \frac{1}{2} q_0^{(t)}}$

$$q_F^{(t)} = I_F^{(t)} \left[Q_{F0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right], \quad (23)$$

где $I_F^{(t)}$ — текущая (интервальная, годовая) интенсивность отбора введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти.

В частном случае при $I_F^{(t)} = I - const$

$$q_F^{(t)} = q_F^{(t-1)} \frac{Q_{F0}^{(t)} + (q_F' + \dots + q_F^{(t-1)})}{Q_{F0}^{(t)} - (q_F' + \dots + q_F^{(t-2)})}. \quad (24)$$

В другом частном случае при $I_F^{(t)} = I - const$ и $Q_0^{(t)} = Q_0 - const$

с учетом обозначения $K_{Fu} = \frac{Q_0 - \frac{1}{2}q_0}{Q_{F0} + \frac{1}{2}q_0}$ формула годового расчетного

отбора жидкости в t -ом году принимает вид

$$q_F^{(t)} = q \frac{Q_{F0}}{Q_{F0} + \frac{1}{2}q_0} \left(\frac{Q_{F0} - \frac{1}{2}q_0}{Q_{F0} + \frac{1}{2}q_0} \right)^{t-1} = q_F^{(t-1)} K_{Fu} = q_F^{(t)} K_{Fu}^{(t-1)}, \quad (25)$$

где K_{Fu} — годовой коэффициент изменения расчетной добычи жидкости;
 $K_{Fu}^{(t-1)}$ — интегральный коэффициент изменения расчетной добычи жидкости.

При $q_0^{(t)} = q_0 - const$ и $Q_0^{(t)} = Q_{F0} - const$ справедливы следующие соотношения годовых расчетных отборов жидкости:

$$\frac{q_F^{(2)}}{q_F^{(1)}} = \frac{q_F^{(3)}}{q_F^{(2)}} = \dots = \frac{q_F^{(t)}}{q_F^{(t-1)}}$$

Такие соотношения также справедливы при $q_0^{(t)} \rightarrow \max$ и $Q_0^{(t)} \rightarrow \max$.

Потребный амплитудный дебит залежи при известных расчетных начальных извлекаемых запасах жидкости, известных годовых расчетных отборах жидкости в предыдущие годы и заданном годовом расчетном отборе жидкости в рассматриваемом t -ом году

$$q_0^{(t)} = q_F^{(t)} \frac{Q_{F0}^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} - \left(q_F^{(t)} + \dots + q_F^{(t-1)} + \frac{1}{2}q_F^{(t)} \right)}$$

Потребные введенные в разработку к середине t-го года расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости при известном амплитудном дебите залежи, известных расчетных годовых отборах жидкости в предыдущие годы и заданном расчетном годовом отборе жидкости в рассматриваемом t-ом году

$$Q_{F0}^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{q_0^{(t)} - q_F^{(t)}} \left(q_F^{(1)} + \dots + q_F^{(t-1)} + \frac{1}{2} q_F^{(t)} \right)$$

Формула динамики закачки вытесняющего агента

$$q_s^{(t)} = \left[q^{(t)} \rho_* + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \mu_0 \right] (1 + \varepsilon_s),$$

где $\rho_* = \frac{\rho_a}{\rho_u}$ — соотношение плотностей закачиваемого агента, замещающего нефть вместе с растворенным в ней газом в единице порового объема пласта, и товарной нефти, вытесненной из этой единицы порового объема пласта; μ_0 — коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях; ε_s — теряемая доля закачиваемого агента при внутриконтурном заводнении $\varepsilon_s = 0,1$

Коэффициент продуктивности скважины

$$\eta = \frac{q_c}{P_{nl} - P_c} = \frac{2\pi kh}{\mu_n \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{2\pi kh}{\mu_n \frac{1}{2} \ln \frac{S'}{\pi r_c^2}}, \quad (26)$$

где q_c — дебит скважины, т/сут; P_{nl} — пластовое давление на внешней границе участка, дренируемого скважиной, МПа; P_c — забойное давление этой скважины, МПа; $\frac{kh}{\mu_n}$ — гидропроводность продуктивных пластов при фильтрации нефти; R_c — радиус участка дренирования скважины, м; r_c — радиус скважины, м; S' — площадь участка дренирования скважины, м² (принимается равной площади залежи, приходящейся на одну скважину по проектной сетке).

Наблюдаемый (видимый) коэффициент продуктивности скважины при

$$P_{ci}^I \dots q_{ci}^I \text{ и } P_{ci}^{II} \dots q_{ci}^{II}$$

$$\eta_{Bi} = \frac{q_{ci}^I - q_{ci}^{II}}{P_{ci}^{II} - P_{ci}^I} = \eta_i \left(1 - \frac{\eta_i}{\eta_i + \sum_{(4)} \eta} \right),$$

где η_{Bi} и η_i — видимый и действительный коэффициенты продуктивности i -й скважины $\left[\eta_i = \frac{q_{ci}^I}{P_{nli}^I - P_{ci}^I} \right]$; $\sum_{(4)} \eta$ — сумма действительных коэффициентов продуктивности четырех ближайших окружающих скважин.

Видимый коэффициент продуктивности всегда меньше действительного ($\eta_{Bi} < \eta_i$)^в среднем на 20% ($\eta_{Bi} \approx 0,8\eta_i$). Приблизительно по известным видимым коэффициентам продуктивности можно определить действительный

$$\eta_i = \eta_{Bi} \left(1 + \frac{\eta_{Bi}}{\sum_{(4)} \eta_B} \right).$$

Дебит ячейки скважин

$$q_{я} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{m_n \eta_n \mu_{\bullet}} + \frac{1}{m_{\text{э}} \eta_{\text{э}}}}$$

где $P_{сн}$ и $P_{сэ}$ — средние забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах; m_n и $m_{\text{э}}$ — число нагнетательных и добывающих скважин; η_n и $\eta_{\text{э}}$ — средние коэффициенты продуктивности скважин, выбранных под нагнетание вытесняющего агента и оставленных в эксплуатации; μ_{\bullet} — соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях.

$$\mu_{\bullet} = \frac{\mu_n}{\mu_a} K_{\phi}, K_{\phi} = K_2^{1,5} = 1 - 1,5(1 - K_2).$$

Здесь μ_n и μ_a — вязкость соответственно нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях; K_{ϕ} — фильтрационный коэффициент, учитывающий уменьшение проницаемости продуктивных пластов и соответственно увеличение фильтрационного сопротивления для вытесняющего агента.

Коэффициент μ_{\bullet} , можно определить по фактическим данным по нагнетательным скважинам путем сравнения η_n — коэффициента

продуктивности скважины до начала закачки агента в период добычи нефти с η_n — коэффициентом продуктивности после организации закачки агента:

$$\mu_* = \frac{\eta_n \rho_*}{\eta_n \rho_*}$$

Оценка точности формулы дебита ячейки скважин в условиях однородного пласта и фильтрации однородных жидкостей путем сравнения с известными точными формулами М. Маскета, с учетом формулы (26).

Таблица 1

Формулы М.Маскета дебита ячейки скважин

Схема площадного заводнения	$S' = \pi R_c^2$ (площадь на одну скважину)	Формула М.Маскета дебита ячейки скважин	Преобразованная формула М. Маскета	Упрощенная и преобразованная формула	Погрешность упрощенной формулы, %
Линейная	d^2	$q = \frac{2\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{\pi + 2 \ln \frac{d}{2\pi r_c}}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} + 0,093}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{\eta_s}}$	+3,4
Пятиточечная	d	$q = \frac{\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{\ln \frac{d}{r_c} - 0,619}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} - 0,015}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{2}{2\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{\eta_s}}$	-0,6
Семиточечная	$\frac{\sqrt{3}}{2} d^2$	$q = \frac{4\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{3 \ln \frac{d}{r_c} - 1,707}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} + 0,017}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{2\eta_n + \frac{1}{\eta_s}}$	+0,9
Обращенная семиточечная	$\frac{\sqrt{3}}{2} d^2$	$q = \frac{4\pi \frac{kh}{\mu} \Delta P}{3 \ln \frac{d}{r_c} - 1,707}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c} + 0,017}$	$q = \frac{\frac{kh}{\mu} \Delta P}{\frac{3}{4\pi} \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{\Delta P}{\eta_n + 2\eta_s}$	+0,9

В таблице 1 приведены точные формулы М. Маскета, преобразованные и упрощенные, и показана погрешность предложенной формулы дебита ячейки скважин.

Переход от формулы дебита ячейки скважин к формуле дебита ячеек скважин и оценка точности формулы для условий зонально неоднородных по продуктивности нефтяных пластов

$$q = q_{я} \frac{n_0}{1+m} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\eta_n} + \frac{1}{m\eta_s}} \frac{n_0}{1+m} = \eta_{ср} n_0 (P_{сн} - P_{сэ}) X$$

$$X \frac{1}{\frac{1}{x} + \frac{1}{1+m-x_n}} \frac{1}{1+m} = \eta_{ср} n_0 (P_{сн} - P_{сэ}) \varphi$$

$$x_n = \frac{\eta_n}{\eta_{ср}}, 1+m-x_n = \frac{m\eta_s}{\eta_{ср}} = \frac{m\eta_s + \eta_n}{\eta_{ср}} - \frac{\eta_n}{\eta_{ср}},$$

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{x_n} + \frac{1}{1+m-x_n}} \frac{1}{1+m}.$$

Точность формулы была оценена по данным специально проведенных измерений на сеточном электроинтеграторе. При этом установили необходимость введения в данную формулу поправок ε_1 и ε_2 , с учетом которых формула приобретает следующий вид:

$$q = \eta_{ср} n_0 (P_{сн} - P_{сэ}) \varphi (1 - \varepsilon_1 + \varepsilon_2).$$

Поправку ε_1 , учитывающую уменьшение эффективной проводимости пластов вследствие их зональной неоднородности, применяют во всех случаях; поправку ε_2 , учитывающую уменьшение отрицательного влияния зональной неоднородности, используют только в случаях избирательного заводнения

$$\varepsilon_1 = 0,50 + \frac{V_{\eta}^2}{2 + V_{\eta}^2} 0,8(1 - e^{-0,8m}) + \frac{0,1}{m},$$

$$\varepsilon_2 = 0,125V_{\eta}^2.$$

Новые исследования показали, что при избирательном заводнении в отдельных пластах возможно полное устранение отрицательного влияния зональной неоднородности $[(\varepsilon_1 - \varepsilon_2) \rightarrow 0]$.

С изменением соотношения добывающих и нагнетательных скважин m поправка ε_1 изменяется незначительно. Поэтому можно её не учитывать.

Если $V_\eta^2 \ll 10$, то

$$\varepsilon_1 = \sqrt{\frac{V_\eta^2}{10}}$$

Если эксплуатационный горизонт содержит несколько гидродинамически обособленных продуктивных пластов, то при $V_3^2 \ll 10$

$$\varepsilon_1 = \sqrt{\frac{V_3^2}{10}},$$

где V_3^2 - неоднородность скважины по продуктивности, наблюдающаяся в пределах отдельного пласта; обычно эта неоднородность больше неоднородности в целом по эксплуатационному горизонту ($V_3^2 > V_\eta^2$).

Если не известно среднее для эксплуатационного горизонта значение V_3^2 , но по предположению (по каким-то признакам) оно значительно выше V_η^2 , тогда поправку ε_1 можно определить по фактическим данным работы отдельных ячеек скважин:

$$(1 - \varepsilon_1) = \left(1 - \sqrt{\frac{V_\eta^2}{10}}\right) (1 - \varepsilon_*), \quad (27)$$

$$(1 - \varepsilon_*) = \frac{q_y}{p_{сн} - \frac{\sum_m p_{сэ} \eta_\varepsilon}{\sum_m \eta_\varepsilon}} \left(\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{\sum_m \eta_\varepsilon} \right) \quad (28)$$

В правой части формулы (28) используют фактические значения величин.

Определение рационального соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Для решения этой проблемы необходимо исследовать функцию относительной производительности скважины φ и параметры, влияющие на темп отбора запасов нефти.

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{x_n \mu_*} + \frac{1}{1+m-x_n}} \frac{1}{1+m} = \frac{1}{\frac{1}{(1-W)\mu_*} + \frac{1}{W}}$$

$$(1-W) = x_n \frac{1}{1+m}, \quad W = x_n \frac{m}{1+m} = 1 - x_n \frac{1}{1+m},$$

где $(1-W)$ и W – доля нагнетательных и добывающих скважин в общей сумме коэффициентов продуктивности; $1/(1+m)$ и $m/(1+m)$ – доля нагнетательных и добывающих скважин в общем числе скважин; $x_n = \frac{\eta_n}{\eta_{cp}}$ и $x_3 = \frac{\eta_3}{\eta_{cp}}$ – относительный коэффициент продуктивности нагнетательной и добывающей скважин.

При максимальном значении φ – функции относительной производительности скважины

$$\varphi - \max \dots \frac{d\varphi}{dW} = 0 \dots \frac{d}{dW} \left(\frac{1}{\varphi} \right) = 0 \dots \frac{W}{1-W} = \sqrt{\mu_*}$$

Таким образом, максимальная начальная интенсивность системы заводнения достигается при соотношении добывающих и нагнетательных скважин

$$m_{ин} = \frac{x_n}{x_3} \sqrt{\mu_*} \leq 8$$

Как видим, максимальную начальную интенсивность системы заводнения можно получить при различных значениях $m_{ин}$, поскольку под нагнетание вытесняющего агента можно использовать скважины без учёта их фактических коэффициентов продуктивности в среднем при $\frac{x_n}{x_3} = 1$, а также выбирать

скважины с повышенными коэффициентами продуктивности $\left(\frac{x_n}{x_3} > 1 \right)$ или с пониженными $\left(\frac{x_n}{x_3} < 1 \right)$. Очевидно, добывающих скважин будет меньше при

$\frac{x_n}{x_3} < 1$ и больше при $\frac{x_n}{x_3} > 1$. Следует учитывать, что при неизменном общем

числе скважин, чем больше добывающих, тем больше возможностей регулирования и меньше отрицательное влияние зональной неоднородности продуктивных пластов на их конечную нефтеотдачу.

Однако увеличение соотношения средних коэффициентов продуктивности нагнетательных и добывающих скважин ограничено некоторыми естественными пределами, обусловленными фактической зональной неоднородностью пластов, наблюдающейся по соседним скважинам.

$$\frac{x_n}{x_3} \leq 1 + \frac{V_3^2}{0.3 - 0.02V_3^2};$$

$$V_3^2 = 2 \frac{V_{3(2)}^2}{1 - V_{3(2)}^2}, \quad V_{3(2)}^2 = [V_{3(2)i}^2]_{cp}, \quad V_{3(2)i}^2 = \left(\frac{\eta^I - \eta^{II}}{\eta^I + \eta^{II}} \right)_i^2,$$

где η^I и η^{II} - коэффициенты продуктивности двух рядом расположенных скважин; $V_{3(2)i}^2$ - зональная неоднородность в i -й паре соседних скважин; $V_{3(2)}^2$ - средняя по рассматриваемой залежи зональная неоднородность в парах соседних скважин.

При недостаточном числе исследованных скважин зональную неоднородность можно определять по аналогичным пластам других уже разрабатываемых нефтяных месторождений. Важно отметить, что по различным нефтяным месторождениям наблюдаются пласты с довольно близкой зональной неоднородностью. Так, например, для терригенных отложений и карбона Урало-Поволжья зональная неоднородность пластов составляет $V_3^2 = 0,5$ и $1,0$.

Максимальная в среднем за всё время разработки нефтяной залежи интенсивность системы заводнения достигается при следующем условии:

$$[\varphi(1 - A_{cp})] - \max \dots \frac{d}{dW} [\varphi(1 - A_{cp})] = 0,$$

где $(1 - A_{cp})$ - средняя доля нефти в суммарном количестве отобранной жидкости. Этому условию примерно соответствует следующее соотношение добывающих и нагнетательных скважин:

$$m_{рац} = 1,2 \frac{x_n}{x_3} \sqrt{\mu_*} \leq 8.$$

В этом случае учитывается, что со временем по мере развития процесса разработки в результате обводнения неуклонно уменьшается число добывающих скважин.

При обработках забоев нагнетательных и добывающих скважин, существенно и устойчиво изменяющих (увеличивающих) их продуктивность соответственно в v_n и v_\circ раз, рациональное соотношение скважин будет:

$$m_{\text{рац}} = 1,2 \frac{x_n}{x_\circ} \sqrt{\frac{v_n}{v_\circ} \mu_*} \leq 8.$$

Формулы общего дебита ячейки из нагнетательной и добывающих скважин:

$$q_n = \eta_n \mu_* (p_{cn} - p_{nl}), \quad q_{\Sigma\circ} = \sum_{i=1}^m q_{\circ i} = \sum_{i=1}^m \eta_{\circ i} (p_{nl} - p_{c\circ i})$$

При $q_n = q_{\Sigma\circ} = q_y$

$$p_{nl} = \frac{\eta_n \mu_* p_{cn} + \sum_{i=1}^m \eta_{\circ i} p_{c\circ i}}{\eta_n \mu_* + \sum_{i=1}^m \eta_{\circ i}},$$

где p_{nl} - среднее пластовое давление на границе участков нагнетательной и добывающих скважин;

$$q_n = \frac{p_{cn} - p_{c\circ}}{\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{m \eta_\circ}}; \quad p_{c\circ} = \frac{\sum_{i=1}^m \eta_{\circ i} p_{c\circ i}}{\sum_{i=1}^m \eta_{\circ i}}.$$

Для каждой ячейки должно быть соблюдено условие рационального соотношения коэффициентов продуктивности добывающих и нагнетательных скважин

$$(m \eta_\circ / \eta_n)_{\text{рац}} = 1,2 \sqrt{\mu_*},$$

чтобы $\Delta_i = (\eta_n / m \eta_\circ)_i 1,2 \sqrt{\mu_*} \rightarrow 1$.

Если $\Delta_i \neq 1$, то $\varphi < \varphi_{\text{рац}}$. Необходимо, чтобы по соседним взаимодействующим ячейкам скважин было $(1/2) \sum_{(2)} \Delta_i \cong 1$.

Оптимизация выбора нагнетательной скважины для отдельной линзы из 2-3 действующих скважин. Если литологически замкнутую нефтяную залежь небольших размеров разрабатывают две скважины, различные по продуктивности, одну из которых необходимо в дальнейшем в нагнетательную,

и в пластовых условиях подвижности вытесняющего агента и нефти существенно различаются ($\mu_* \neq 1$), то для достижения максимального дебита нефти

$$q_{я} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{\eta_э}}$$

при подвижности вытесняющего агента выше подвижности вытесняемой нефти следует выбирать менее продуктивную скважину ($\eta_n < \eta_э$), а при подвижности агента ниже подвижности нефти ($\mu_* < 1$) - более продуктивную скважину ($\eta_n > \eta_э$). В этих случаях заведомо имеем одинаковое общее число нагнетательных и добывающих скважин.

Если отдельную линзу разрабатывают три скважины, то под нагнетание вытесняющего агента необходимо выбирать одну из них; при этом следует стремиться к выполнению следующего условия:

$$\frac{\eta_{э1} + \eta_{э2}}{\eta_n} = \sqrt{\mu_*} .$$

Фактически возможные варианты сравнивают по дебиту нефти

$$q_{я} = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\eta_n \mu_*} + \frac{1}{\eta_{э1} + \eta_{э2}}}$$

и выбирают варианты с более высоким его значением.

Рациональное заводнение нефтяных пластов, содержащих подвижную воду – начальную подошвенную или поступившую в предыдущий период разработки от закачки. Под нагнетание выбирают скважины, способные обеспечить закачкой воды максимальное число окружающих скважин при соблюдении условия максимального текущего дебита нефти:

$$\Delta_* \rightarrow \max, \quad \Delta_* = \sqrt{\frac{C_n}{C_э}} \sqrt{\frac{D_n}{D_э}},$$

$$C_n = \eta_n W_1, \quad C_э = \sum_{i=2}^{(1+m)} \eta_i W_i, \quad D_n = \eta_1 [(1-W)\mu_* + W_1 \mu_*],$$

$$D_э = \sum_{i=2}^{(1+m)} \eta_i [(1-W_i)\mu_{**} + W_i], \quad \mu_{**} = \frac{\mu_n}{\mu_B}, \quad \mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_B} K_\phi,$$

где W_1 – доля нефтяной части в суммарной проводимости пластов по скважине, рассматриваемой в качестве нагнетательной; $(1-W_1)$ – доля водяной части в суммарной проводимости пластов по скважине, рассматриваемой в качестве нагнетательной; W_i и $(1-W_i)$ – соответственно доля нефтяной части и водяной части в суммарной проводимости пластов по i -ой окружающей скважине, рассматриваемой в качестве добывающей; μ_{**} – соотношение подвижностей воды и нефти в случае нефтяного пласта с подошвенной водой; μ_* – соотношение подвижностей воды и нефти в условиях нефтяного пласта с учётом остаточной нефти; K_ϕ – фильтрационный коэффициент, учитывающий уменьшение проницаемости пласта для закачиваемой воды [$K_\phi = K_2^{1.5} \cong 1 - 1,5(1 - K_2)$]; K_2 – коэффициент вытеснения нефти; μ_n и μ_e – вязкость соответственно нефти и воды в пластовых условиях.

Функция относительной производительности скважины при многорядном расположении добывающих скважин

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{2} \left(\frac{L_1}{2\sigma_n} - 1 \right) + \frac{1}{m_1}} \frac{1}{1+m},$$

где L_1 – расстояние от нагнетательного ряда до первого эксплуатационного, м; $2\sigma_n$ – расстояние между соседними скважинами в нагнетательном ряду, м; $L_1/2\sigma_n \geq 1$; $(L_1/2\sigma_n - 1) \geq 0$; $L_1/2\sigma_n < 1$; $(L_1/2\sigma_n - 1) > 0$; m_1 – соотношение числа добывающих скважин первых рядов и числа нагнетательных скважин; m – общее соотношение добывающих и нагнетательных скважин; $m \geq m_1$; множитель $1/2$ применяют тогда, когда эксплуатационные ряды располагаются по обе стороны от нагнетательных.

Коэффициент сетки скважин – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин

$$K_1 = e^{-\alpha S'} \cong 1 - \alpha S', \quad (29)$$

где $\alpha = m_p W^2$ (m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами; W – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно

хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта-неколлектора); S' – площадь на одну скважину, км². Для терригенных отложений Ромашкинского месторождения $\alpha = 0,4$. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m \geq 3$, то $m_p=1$, если $m=6-8$, то $m_p=2$.

Дополнительный коэффициент дренирования для аномальных нефтей

$$K_{1a} = 1 - e^{-\alpha \frac{\Delta p}{\sqrt{S'}} + \beta}, \quad (30)$$

где Δp - перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин, МПа; S' – площадь на одну скважину, км². Для условий мелких месторождений Татарии, содержащих аномальную высоковязкую нефть, при проектируемом рассредоточенном избирательном заводнении $\alpha = 0,067$ и $\beta = 0,2$.

Коэффициент охвата вытеснением или коэффициент использования подвижных запасов нефти

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н})A, \quad (31)$$

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2V^2}, \quad K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25V^2} \leq 1, \quad (32)$$

$$V^2 = V_1^2 + (V_1^2 + 1) \left[\left(0,1 \frac{2\mu_*}{1 + \mu_*} + 1 \right) \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1} - 1 \right] \frac{2}{1 + m}, \quad (33)$$

$$A = \frac{A_2}{A_2 + (1 - A_2)\mu_0}, \quad (34)$$

где V^2 - расчётная послойная неоднородность продуктивных пластов; V_1^2 - средняя послойная неоднородность пластов между достаточно большими слоями пластов толщиной 1 м и более, определяемая в скважинах с помощью расходомера; A – расчётная предельная доля вытесняющего агента в дебите жидкости добывающих скважин в момент их остановки; A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин (обычно при заводнении принимается равной 0,95 – 0,98; более строго эта величина обосновывается с учётом предельно допустимой себестоимости добычи нефти).

Коэффициент использования начальных извлекаемых запасов нефти с учётом ограниченной продолжительности существования скважин

$$K_4 = \frac{I_M T_c + \delta_*}{I_M T_c + 1}, \quad (35)$$

$$I_M = q_0 / Q_{0,M} = q_0' / Q_0', \quad \delta_* < 1, \quad \delta_* = K_{3*} / K_3, \quad Q_{\min}' = Q_n'(K_3 - K_{3*}),$$

где I_M – текущая (мгновенная) интенсивность отбора начальных извлекаемых запасов нефти, максимально возможных при неограниченной продолжительности существования скважин ($T_c \rightarrow \infty$); T_c – средняя продолжительность существования скважины (для нефтяных месторождений Урало-Поволжья эту величину можно принять равной 50 лет); δ_* – доля начальных извлекаемых запасов нефти, после отбора которой вместо вышедшей из строя скважины по экономическим соображениям уже нельзя бурить новую (во многих случаях эта доля будет равна 0,7-0,8).

ПРИМЕНЕНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ ФОРМУЛ ДЛЯ РАСЧЕТА ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Стационарный дебит скважины в изотропном пласте с постоянной водонасыщенностью ($s = \text{const.}$)

Для расчетов дебита используется аналог формулы Renard, Dupuy

$$q_r^* = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[\frac{f_B(s)}{\mu_B} + \frac{f_H(s)}{\mu_H} \right] \cdot A; \quad (36)$$

$$q_r^H = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_H(s)}{\mu_H} \cdot A, \quad (37)$$

где

$$A = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}, \quad (38)$$

q^* – дебит скважины по жидкости, м³/сут, q^H – дебит скважины по нефти, м³/сут,

Для сравнения дебит вертикальной скважины вычисляется по формулам

$$q_B^{\text{ж}} = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[\frac{f_B}{\mu_B} + \frac{f_H}{\mu_H} \right] \cdot B; \quad (39)$$

$$q_B^H = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_H}{\mu_H} \cdot B, \quad (40)$$

$$\text{где} \quad B = \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot 86,4, \quad (41)$$

$f_B(s)$ и $f_H(s)$ - относительные фазовые проницаемости для воды и нефти.

Обычно используются зависимости вида

$$\begin{aligned} f_B(s) &= \left(\frac{s - s_{CB}}{1 - s_{CB}} \right)^a \quad \text{для } s_{CB} \leq s \leq 1, \\ f_B(s) &= 0 \quad \text{для } s \leq s_{CB}, \\ f_H(s) &= \left(\frac{1 - s_{H.O} - s}{1 - s_{H.O}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s), \quad 0 \leq s \leq 1 - s_{H.O}, \\ f_H(s) &= 0 \quad \text{для } s \geq 1 - s_{H.O}. \end{aligned} \quad (42)$$

В формулах (42) s_{CB} - насыщенность пористой среды связанной водой, $s_{H.O}$ - остаточная нефтенасыщенность, s - текущее значение водонасыщенности. Чарным И.А. по результатам анализа многих лабораторных экспериментов приняты значения

$$a = 3,5; \quad b = 2,8; \quad c = 2,4.$$

Дебит скважины по воде обычно определяют по формуле

$$q_B = F(s) \cdot q_{\text{ж}}, \quad (43)$$

где $F(s)$ - функция Леверетта, представляющая из себя долю воды в потоке жидкости

$$F(s) = \frac{f_B(s)}{f_B(s) + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot f_H(s)}. \quad (44)$$

Для правильной оценки ожидаемых дебитов горизонтальной скважины необходимо знать состояние насыщения пласта флюидами.

Стационарный дебит скважины в изотропном пласте при зональной
неоднородности по насыщенности

Пусть для вертикальной скважины в пределах контура питания радиуса R_k насыщенность меняется скачком и имеет два значения

$$s = s_\phi \text{ при } r_c \leq r \leq R_\phi,$$

$$s = s_k \text{ при } R_\phi \leq r \leq R_k.$$

Радиус R_ϕ составляет часть от R_k , $R_\phi = \alpha \cdot R_k$ ($\alpha < 1$).

Дебит *вертикальной скважины* будет выражаться формулами

$$q_B^* = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + a_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}}; \quad (45)$$

$$q_B^H = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + b_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}}; \quad (46)$$

$$a_1 = \left[\frac{f_B(s_k)}{\mu_B} + \frac{f_H(s_k)}{\mu_H} \right]^{-1}; \quad a_2 = \left[\frac{f_B(s_\phi)}{\mu_B} + \frac{f_H(s_\phi)}{\mu_H} \right]^{-1};$$

$$b_1 = \left[\frac{f_H(s_k)}{\mu_H} \right]^{-1}; \quad b_2 = \left[\frac{f_H(s_\phi)}{\mu_H} \right]^{-1}.$$

Дебиты *горизонтальной скважины* по жидкости и по нефти.

$$q_\Gamma^* = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + a_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + a_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}; \quad (47)$$

$$q_\Gamma^H = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + b_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + b_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}; \quad (48)$$

$$a_3 = \left[\frac{f_B(s_\phi)}{\mu_B} + \frac{f_H(s_\phi)}{\mu_H} \right]^{-1};$$

$$b_3 = \left[\frac{f_H(\bar{s}_\phi)}{\mu_H} \right]^{-1}; \bar{s}_\phi = s_\phi \text{ при } R_\phi \geq \frac{\sqrt{L \cdot h}}{2};$$

$$\bar{s}_\phi = s_k + [s_\phi - s_k] \cdot \frac{4 \cdot R_\phi^2}{L \cdot h} \text{ при } R_\phi < \frac{\sqrt{L \cdot h}}{2}.$$

В зависимости от характера насыщения пласта флюидами соотношение между дебитами вертикальной и горизонтальной скважин может быть самым разнообразным.

Расчетные формулы могут быть легко обобщены для случая, когда в пласте выделяется произвольное количество зон с различным насыщением флюидами.

**Стационарный дебит скважины в анизотропном пласте
с постоянной водонасыщенностью ($s = \text{const.}$)**

Дебит **вертикальной скважины** в анизотропном пласте с учетом двухфазности потока

$$q_B^{\text{ж}} = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_r \cdot K_B} \cdot \left[\frac{f_B(s)}{\mu_B} + \frac{f_H(s)}{\mu_H} \right] \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{\text{с.экв.}}}}; \quad (49)$$

$$q_B^{\text{H}} = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_r \cdot K_B} \cdot \frac{f_H(s)}{\mu_H} \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{\text{с.экв.}}}}; \quad (50)$$

$$r_{\text{с.экв.}} = \frac{\beta + 1}{2 \cdot \sqrt{\beta}} \cdot r_c; \quad \beta = \sqrt{\frac{K_r}{K_B}}. \quad (51)$$

Дебиты **горизонтальной скважины**

$$q_r^{\text{ж}} = 2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot h \cdot \left[\frac{f_B(s)}{\mu_B} + \frac{f_H(s)}{\mu_H} \right] \cdot Z; \quad (52)$$

$$q_r^{\text{H}} = 2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot h \cdot \frac{f_H(s)}{\mu_H} \cdot Z; \quad (53)$$

где

$$Z = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \cdot \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1) \cdot \pi \cdot r_c}}. \quad (54)$$

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАСЧЕТА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

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 весь период разработки; моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта; учет фактора времени.

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 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 агента воздействия на залежь, способами эксплуатации и др.

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.

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 налогов.

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

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.

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.

I. Методика экономической оценки технологических вариантов разработки нефтяных (газонефтяных) месторождений

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 весь период разработки; моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта; учет фактора времени.

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 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 агента воздействия на залежь, способами эксплуатации и др.

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.

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 налогов.

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

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.

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.

Показатели экономической оценки

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:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(П_t + А_t) - К_t}{(1 + E_H)^{t-tp}},$$

где NPV - дисконтированный поток денежной наличности; $П_t$ - прибыль от реализации в t-м году; $А_t$ - амортизационные отчисления в t-м году; $К_t$ - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году.

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 году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{В_t - Э_t - Н_t}{(1 + E_H)^{t-tp}},$$

где $П_t$ - прибыль от реализации продукции; T - расчетный период оценки деятельности предприятия; $В_t$ - выручка от реализации продукции в t-м году; $Э_t$ - эксплуатационные затраты с амортизацией в t-м году; $Н_t$ - сумма налогов; E_H - норматив дисконтирования, доли ед.; t, t_p - соответственно текущий и расчетный год.

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

$$В_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)t,$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t-м году; Q_n , Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t-м году.

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:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + IRR)^{t-1}} = 0.$$

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.

Индекс доходности (PI) 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:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-1}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-1}}.$$

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:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-1}} = 0,$$

где $П_{ок}$ - период возврата вложенных средств, годы.

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

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 промышленного 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 нефтепромышленного 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.

II. Алгоритм расчета экономических показателей

Капитальные вложения

Бурение скважин:

$$K_{скв_i} = K_{скв} \times N_{скв_i} \times C_i,$$

где $K_{скв}$ - стоимость бурения скважины (добывающей, нагнетательной, резервной и др.), млн. руб.; $N_{скв_i}$ - ввод скважин (добывающих, нагнетательных, резервных и др.) из бурения в году i , скв.; C_i - коэффициент инфляции года i ; i - индекс текущего года.

Итого капитальных вложений в бурение скважин за период:

$$K_{бур} = \sum_{i=1}^T K_{скв_i},$$

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

Промысловое обустройство:

$$K_{о_i} = (K_n + K_{ст} + K_{ат} + K_{эс} + K_{пв} + K_{бо} + K_{ад}) \times N_{доб_i} \times C_i,$$

где K_n - удельные капитальные вложения в оборудование предприятий нефтедобычи, не входящее в сметы строек, млн. руб./доб. скв.; $K_{ст}$ - удельные капитальные вложения в сбор и транспорт нефти и газа, млн. руб./доб. скв.; $K_{ат}$ - удельные капитальные вложения в автоматизацию и телемеханизацию, млн.

руб./доб. скв.; $K_{эс}$ - удельные капитальные вложения в электроснабжение и связь, млн. руб./доб. скв.; $K_{пв}$ - удельные капитальные вложения в промводоснабжение, млн. руб./доб. скв.; $K_{бо}$ - удельные капитальные вложения в базы производственного обслуживания млн. руб./доб. скв.; $K_{ад}$ - удельные капитальные вложения в строительство дорог, млн. руб./доб. скв.; $N_{доб_i}$ - ввод добывающих скважин из бурения в году i .

Оборудование для прочих организаций, не входящее в сметы строек:

$$K_{пр_i} = K_n \times N_{доб_i} \times a_1,$$

где a_1 - доля затрат для прочих организаций, доли ед.

Заводнение нефтяных пластов:

$$K_{зав_i} = K_{зав} \times N_{н_i} \times C_i,$$

где $K_{зав}$ - удельные капитальные вложения в заполнение нефтяных пластов, млн. руб./нагн. скв.; $N_{н_i}$ - ввод нагнетательных скважин в году i , скв.

Технологическая подготовка нефти:

$$K_{тп_i} = K_{тп} \times Q_i \times C_i,$$

где $K_{тп}$ - удельные капитальные вложения в технологическую подготовку нефти (обезвоживание и обессоливание), тыс. руб./т; Q_i - прирост добычи нефти в году i , тыс. т.

Очистные сооружения:

$$K_{оч_i} = K_{оч} \times Q_{в_i} \times C_i,$$

где $K_{оч}$ - удельные капитальные вложения в очистные сооружения, тыс. руб./м³ вводимой суточной мощности; $Q_{в_i}$ - вводимая мощность по очистке в году i , тыс. м³/сут.

Оборудование для методов увеличения нефтеизвлечения:

$$K_{мун_i} = K_{мун} \times N_{мун_i} \times C_i,$$

где $K_{мун}$ - стоимость спецоборудования для закачки рабочего агента, млн. руб.; $N_{мун_i}$ - ввод специальных установок для закачки рабочего агента в году i , шт.

Прочие объекты и затраты:

$$K_{пi} = (K_{оi} + K_{завi} + K_{тпi} + K_{очi} + K_{мунi} + K_{бо} - K_{н} \times N_{добi}) \times a_2,$$

где a_2 - доля затрат в прочие объекты и промышленное обустройство, доли ед.

Итого капитальных вложений в промышленное обустройство:

$$K_{поi} = K_{оi} + K_{прi} + K_{завi} + K_{тпi} + K_{очi} + K_{мунi} + K_{пi}.$$

Капитальные вложения в природоохранные мероприятия:

$$K_{охri} = (K_{бурi} + K_{поi}) \times a_3,$$

где a_3 - доля затрат в природоохранные мероприятия в суммарных капиталовложениях, доли ед.

Всего капитальных вложений:

$$K_{сумi} = K_{бурi} + K_{поi} + K_{охri}.$$

Всего капитальных вложений за период:

$$K_{сум} = \sum_{i=1}^T K_{сумi}.$$

Эксплуатационные затраты

Текущие затраты (без амортизации на реновацию):

Обслуживание нефтяных скважин (включая общепроизводственные затраты):

$$T_{обi} = T_{об} \times N_{дi} \times C_i,$$

где $T_{об}$ - затраты по обслуживанию действующего фонда нефтяных скважин, млн. руб/скв-год; $N_{дi}$ - действующий фонд нефтяных скважин в году i , скв.

Обслуживание нагнетательных скважин:

$$T_{нагi} = T_{наг} \times N_{нагi} \times C_i,$$

где $T_{наг}$ - затраты по обслуживанию действующего фонда нагнетательных скважин млн. руб/скв-год; $N_{нагi}$ - действующий фонд нагнетательных скважин в году i , скв.

Сбор и транспорт нефти и газа:

$$T_{сбтi} = T_{сбт} \times Q_{жi} \times C_i,$$

где $T_{сбт}$ - затраты по сбору и транспорту нефти и газа, тыс. руб/т жид.; $Q_{жi}$ - добыча жидкости из пласта в году i , тыс. т.

Технологическая подготовка нефти:

$$T_{тпi} = T_{тп} \times Q_{жпi} \times C_i,$$

где $T_{тп}$ - затраты по технологической подготовке нефти, тыс. руб/т жид.; $O_{жнi}$ - объем добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в году i , тыс. т.

Энергетические затраты на извлечение жидкости:

$$T_{эниi} = V_{мех} \times C_{кВт \cdot ч} \times Q_{мехi} \times C_i,$$

где $V_{мех}$ - удельный расход электроэнергии при добыче жидкости мехспособом, кВт · ч/т жид.; $C_{кВт \cdot ч}$ - стоимость 1 кВт-часа электроэнергии, тыс. руб.; $Q_{мехi}$ - добыча жидкости мехспособом в году i , тыс. т.

Энергетические затраты на закачку воды:

$$T_{энзi} = (V_{зак} \times C_{кВт \cdot ч} + C_v) \times Q_{закi} \times C_i,$$

где $V_{зак}$ - удельный расход электроэнергии при закачке воды, кВт · ч/м³; C_v - стоимость воды, тыс. руб/м³; $Q_{закi}$ - объем закачиваемой воды в году i , тыс. м³.

Затраты на применение МУН:

$$T_{мунi} = T_{мун} \times R_{мунi} \times C_i,$$

где $T_{мун}$ - стоимость закачки реагента или скв-опер; $R_{мунi}$ - объем закачиваемого реагента (кол-во скв-опер).

Итого текущих затрат (без налогов и платежей):

$$T_i = T_{обi} + T_{нагi} + T_{сбтi} + T_{тпi} + T_{эниi} + T_{энзi} + T_{ремi} + T_{мунi},$$

где $T_{ремi}$ - ремонтный фонд в году i , млн. руб.

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти.

Дорожный фонд:

$$T_{дорi} = C_n \times Q_{нi} \times a_4/100 \times C_i,$$

где C_n - продажная цена нефти (без НДС), тыс. руб/т;

Q_{n_i} - добыча нефти в году i , тыс. т; a_4 - ставка дорожного налога, % (0,4% от выручки).

Фонд НИОКР:

$$T_{нии_i} = T_i \times a_9/100,$$

где a_9 - ставка налога в фонд НИОКР, % (1,5 % от себестоимости 1 т нефти).

Плата за добычу полезных ископаемых НДСП:

$$НДСП = 419 \cdot K_{ц} \cdot K_{в},$$

$$K_{ц} = (C - 9) \times P/261,$$

где C – средний уровень цен нефти сорта «Юралс» в долл. США/баррель; P – средний курс доллара США к рублю РФ, устанавливаемый ЦБ РФ; $K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, д.ед.; $K_{в}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр, д.ед. Значение коэффициента $K_{в}$ определяется в зависимости от степени выработанности. Степень выработанности (N/V) запасов конкретного участка недр рассчитывается на основании данных утвержденного государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента $K_{в}$. При этом если $N/V=0,8 - 1$ коэффициент рассчитывается по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V},$$

где N – суммарная накопленная добыча нефти; V – начальные извлекаемые запасы нефти категорий ABC_1 и C_2 . Во всех остальных случаях $K_{в}$ принимается равным 1.

Плата за землю:

$$T_{зем_i} = a_{12} \times S_{мест} \times C_i,$$

где a_{12} - ставка земельного налога, тыс. руб/га; $S_{мест}$ - площадь месторождения, тыс. га.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$T_{\text{плат}_i} = T_{\text{дор}_i} + T_{\text{соц}_i} + T_{\text{нии}_i} + T_{\text{стр}_i} + \text{НДПИ} + T_{\text{зем}_i},$$

где $T_{\text{соц}_i}$ - единый социальный налог (26,5%).

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

$$T_{\text{тек}_i} = T_i + T_{\text{плат}_i}.$$

Всего текущих затрат за период:

$$T_{\text{тек}} = \sum_{i=1}^T T_{\text{тек}_i}.$$

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

$$\Phi_{\text{сквн}_i} = \Phi_{\text{сквн}_{i-1}} + K_{\text{скв}_i} - K_{\text{скв}_{i-15}},$$

где $\Phi_{\text{сквн}_{i-1}}$ - стоимость по скважинам года, предшествующего расчетному, млн. руб.; 15 - амортизационный срок по скважинам, годы.

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

$$\Phi_{\text{пр}_i} = \Phi_{\text{пр}_{i-1}} + K_{\text{по}_i} - \Phi_{\text{пр}_{i-1}} / N_{\text{д}_{i-1}} \times (N_{\text{д}_{i-1}} - N_{\text{д}_i}),$$

где $\Phi_{\text{пр}_{i-1}}$ - стоимость прочих основных фондов года, предшествующего расчетному, млн. руб.

Амортизационные отчисления по скважинам, млн. руб.:

$$A_{\text{сквн}_i} = \Phi_{\text{сквн}_i} \times 6,7/100,$$

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

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

$$A_{\text{пр}_i} = \Phi_{\text{пр}_i} \times a_{14}/100,$$

где a_{14} - норма амортизационных отчислений на реновацию по прочим основным фондам, %.

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

$$A_{of_i} = A_{скв_i} + A_{пр_i}.$$

Всего амортизационных отчислений за период, млн. руб.:

$$A = \sum_{i=1}^T A_{of_i}.$$

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

$$\mathcal{E}_i = T_{тек_i} + A_{of_i}.$$

Себестоимость добычи 1 т нефти, тыс. руб.:

$$C_{н_i} = \mathcal{E}_i / Q_{н_i}.$$

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

$$T = \sum_{i=1}^T \mathcal{E}_i.$$

Среднегодовая себестоимость нефти за период:

$$C_{н} = \frac{\sum_{i=1}^T \mathcal{E}_i}{\sum_{i=1}^T Q_{н_i}}.$$

Налоги и платежи, отчисляемые и бюджет.

Налог на добавленную стоимость:

$$Нндс_i = Ц_{н} \times Q_{н_i} \times a_{15}/100 \times C_i,$$

где a_{15} - ставка налога на добавленную стоимость, %.

Налог на имущество предприятий:

$$Ним_i = (O_{фскв_i} + O_{фпр_i}) \times a_{17}/100,$$

где a_{17} - ставка налога на имущество предприятия, %; $O_{фскв_i}$ - остаточная стоимость основных фондов по скважинам в году i , млн. руб.; $O_{фпр_i}$ - остаточная стоимость прочих основных фондов в году i , млн. руб.

Интегральные показатели эффективности

Выручка от реализации, млн. руб.:

$$P_i = (Ц \times Q_{н_i} + Ц_{г} \times Q_{г_i}) \times C_i,$$

где C - цена нефти (включая НДС, акцизный сбор), тыс. руб./т; $Q_{нi}$ - добыча нефти в году i , тыс. т; $C_{г}$ - отпускная цена газа, тыс. руб./1000 м³; $Q_{гi}$ - добыча нефтяного газа в году i , млн. м³.

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

$$P_i = P_i - (\mathcal{E}_i + \text{Нндс}_i + \text{Накц}_i + \text{Ним}_i).$$

Налог на прибыль, млн. руб.:

$$\text{Нпр}_i = P_i \times a18/100, \text{ при условии } P_i > 0,$$

где $a18$ - ставка налога на прибыль, %.

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

$$P_{чi} = P_i - \text{Нпр}_i.$$

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.

III. Методика оценки показателей экономической эффективности гидроразрыва пласта

В процессе разработки нефтяных месторождений для улучшения условий добычи и повышения степени выработки запасов используются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), среди них широкое распространение получил гидроразрыв пласта (ГРП). Особенностью данного метода является то, что в результате создания в пласте развитой системы трещин или единой магистральной трещины изменяются направления и скорости фильтрации как в областях воздействия на пласт, так и в прилегающих зонах, имеющих с ними гидродинамическую связь. Это отражается на характеристике вытеснения нефти водой и на интенсификации отборов.

Технологическую эффективность мероприятия оценивают по дополнительной добыче нефти, которая включает эффект по нефтеотдаче и

эффект за счет интенсификации отборов жидкости. Попутно с нефтью могут добываться значительные объемы воды, поскольку нередки случаи резкого увеличения обводненности продукции после ГРП в результате прорыва подошвенных вод или образования «языков» обводнения от нагнетательных рядов скважин. При высокой стоимости данного метода воздействия на пласт (около 100 тыс. долл. за операцию) возникает вопрос об экономической целесообразности его применения.

В общем случае эффективность проекта оценивается системой показателей, выступающих в качестве экономических критериев. Для экономической оценки ГРП здесь используются следующие основные показатели:

- дисконтированный поток денежной наличности или чистая текущая стоимость;
- индекс доходности;
- период окупаемости;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ), т.е. бюджетная эффективность проекта.

Чистая текущая стоимость представляет сумму дисконтированных чистых доходов

$$NPV = \sum_{t=t_0}^T \frac{\Pi_t + A_t}{(1 + E)^{t-t_0}},$$

где T - расчетный период оценки (от года проведения ГРП до года оценки); t , t_0 - соответственно текущий и базовый (расчетный) год; Π_t - чистая прибыль от реализации дополнительной нефти (за вычетом затрат на ГРП) в текущем t -ом году; A_t - амортизационные отчисления на восстановление основных фондов, созданных для ГРП в текущем t -ом году; E - норма дисконта.

Чистая прибыль от реализации - это выручка от реализации дополнительной нефти, уменьшенная на величину эксплуатационных затрат, связанных с добычей дополнительной жидкости (включая амортизационные отчисления), затрат на проведение ГРП $Z_{ГРП}$ и общей суммы налогов,

направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Затраты на ГРП в общем случае входят в состав текущих эксплуатационных расходов, но здесь выделены в отдельную статью.

Индекс доходности затрат PI характеризует отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммы дисконтированных денежных притоков к сумме дисконтированных денежных оттоков

$$PI = \frac{\sum_{t=t_0}^T \frac{Pr_t}{(1+E)^{t-t_0}}}{\sum_{t=t_0}^T \frac{Om_t}{(1+E)^{t-t_0}}},$$

где Pr - притоки денежных средств, включая выручку от реализации дополнительной нефти без налоговых надбавок к цене предприятия; Om - оттоки денежных средств, которые включают эксплуатационные затраты на добычу дополнительной жидкости; налога и платежи, входящие в себестоимость; затраты на проведение ГРП; налог на прибыль.

Период окупаемости $П_{ок}$ - это время, в течение которого начальные отрицательные значения чистой текущей стоимости NPV полностью компенсируются ее положительными значениями. Проект считается эффективным, если $PI > 1$, что соответствует $NPV > 0$.

Исследуем с позиций нефтедобывающего предприятия показатели экономической эффективности ГРП и возможность их оптимизации для двух случаев:

- 1) затраты на ГРП зависят от объема обработки;
- 2) затраты на ГРП фиксированы (стоимость операции определяется на договорных условиях сервисной фирмой, выполняющей ГРП).

В первом случае задача поиска оптимального проекта ГРП будет решена, если, во-первых, установить взаимосвязь между группой влияющих факторов (параметры технологии, режимы обработки, физико-механические характеристики пласта) и характеристиками трещины (ее геометрические параметры и проводимость); во-вторых, определить взаимосвязь параметров

трещины с показателями эксплуатации скважины с трещиной ГРП (кратность увеличения продуктивности, дебит, дополнительная добыча).

Основной интегральный параметр, характеризующий работу скважины после ГРП, - ее эффективный радиус r_{ef} , который определяется размерами закрепленной трещины. Последние зависят от геологических и технологических параметров, в частности, от массы закачанного проппанта. Кратность увеличения продуктивности скважины после ГРП определяется соотношением, следующим из формулы Дюпюи,

$$N = (\ln R_K / r_c + S) / \ln(R_K / r_{ef})$$

где R_K - радиус контура питания; r_c - радиус скважины; S - скин-эффект до ГРП. Прогнозируемая дополнительная добыча определяется интегралом разности дебитов после и до ГРП за рассматриваемый период. Используется экспоненциальный закон снижения дебита нефти скважины как частный случай универсального, теоретически обоснованного Р.И. Медведским. Прогнозируемая дополнительная добыча в j -ом году

$$\Delta Q_j = q_0 \cdot \int_{t_{j-1}}^{t_j} (N \cdot e^{-\beta_2 t} - e^{-\beta_1 t}) \cdot dt,$$

$$j=1-T$$

где $\beta_1 = q_0 / Q_{o.n.}$; $\beta_2 = N \cdot q_0 / Q_{o.n.}$; q_0 - потенциальный дебит нефти; Q - остаточные извлекаемые запасы скважины на момент проведения ГРП; T - время, когда скважина выходит на нерентабельный уровень q_a .

По результатам расчетов технологических параметров определяются затраты на проведение ГРП. В их составе выделяются затраты постоянные $Z_{пост}$ на одну скважино-операцию и затраты переменные $Z_{пер}(m)$ (стоимость обработки, зависящая от массы проппанта m). В состав постоянных затрат включаются те, которые не зависят от расхода материалов на гидроразрыв: оплата труда производственной бригады; начисления в ФОТ; амортизация основных фондов и нематериальных активов; расходы на содержание, эксплуатацию, текущий и капитальный ремонт оборудования; общехозяйственные расходы; прочие производственные расходы.

Алгоритмическая реализация данного подхода позволяет проводить параметрическое исследование влияния геологических, технологических и экономических факторов на чистую текущую стоимость проекта ГРП и другие экономические показатели. Основным варьируемым параметром - масса закачанного проппанта, так как на практике необходимо знать оптимальный объем обработки. Примеры расчетных диаграмм, помогающих выбрать экономически эффективный технологический вариант ГРП, представлены на рис 1-5.

Как следует из рис. 1, с увеличением массы закачанного проппанта инвестиции на ГРП линейно возрастают, при этом получаемая от реализации дополнительной нефти прибыль для небольшой массы достаточна для покрытия инвестиций и дополнительных эксплуатационных затрат на ее добычу. В результате чистая текущая стоимость проекта положительна и возрастает, достигая максимального значения. При дальнейшем увеличении массы проппанта темп прироста показателя N и дополнительной добычи снижается, что уменьшает NPV. С ростом стоимости проппанта увеличивается угол наклона кривой инвестиций. Это при прочих равных условиях приводит к смещению оптимального значения NPV влево.

Из рис. 2 видно, что увеличение концентрации приводит к сдвигу кривой $N=f(m)$ вверх. Динамика кривых NPV определяется, во-первых, поведением кривых N , во-вторых, соотношением стоимостей проппанта и жидкости разрыва. Если стоимость последней выше, чем проппанта, то экономически целесообразно применение его высоких концентраций. Для малой концентрации проппанта невозможно выделить четкий максимум - чистая текущая стоимость быстро убывает и становится отрицательной (см. рис. 2, б). С увеличением концентрации наблюдается повышение NPV. Следовательно, при изменении параметров обработки можно найти оптимальный с экономической точки зрения технологический вариант.

Экономические
показатели, млн.руб

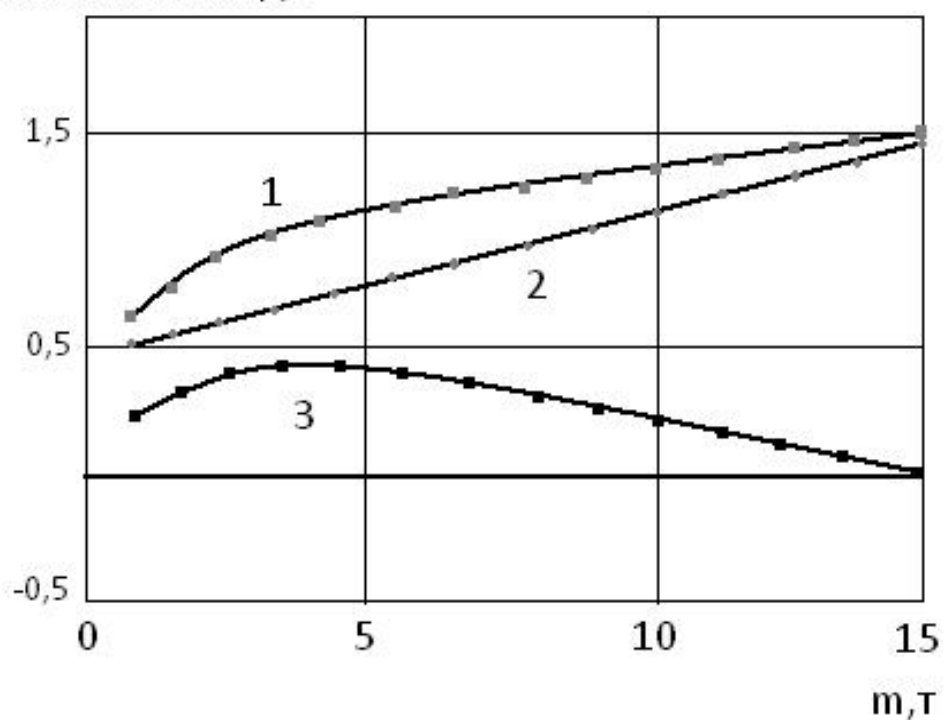


Рис.1. Зависимость проектных суммы чистой прибыли и амортизации (1), инвестиций (2) и NPV (3) от массы закачанного проппанта m

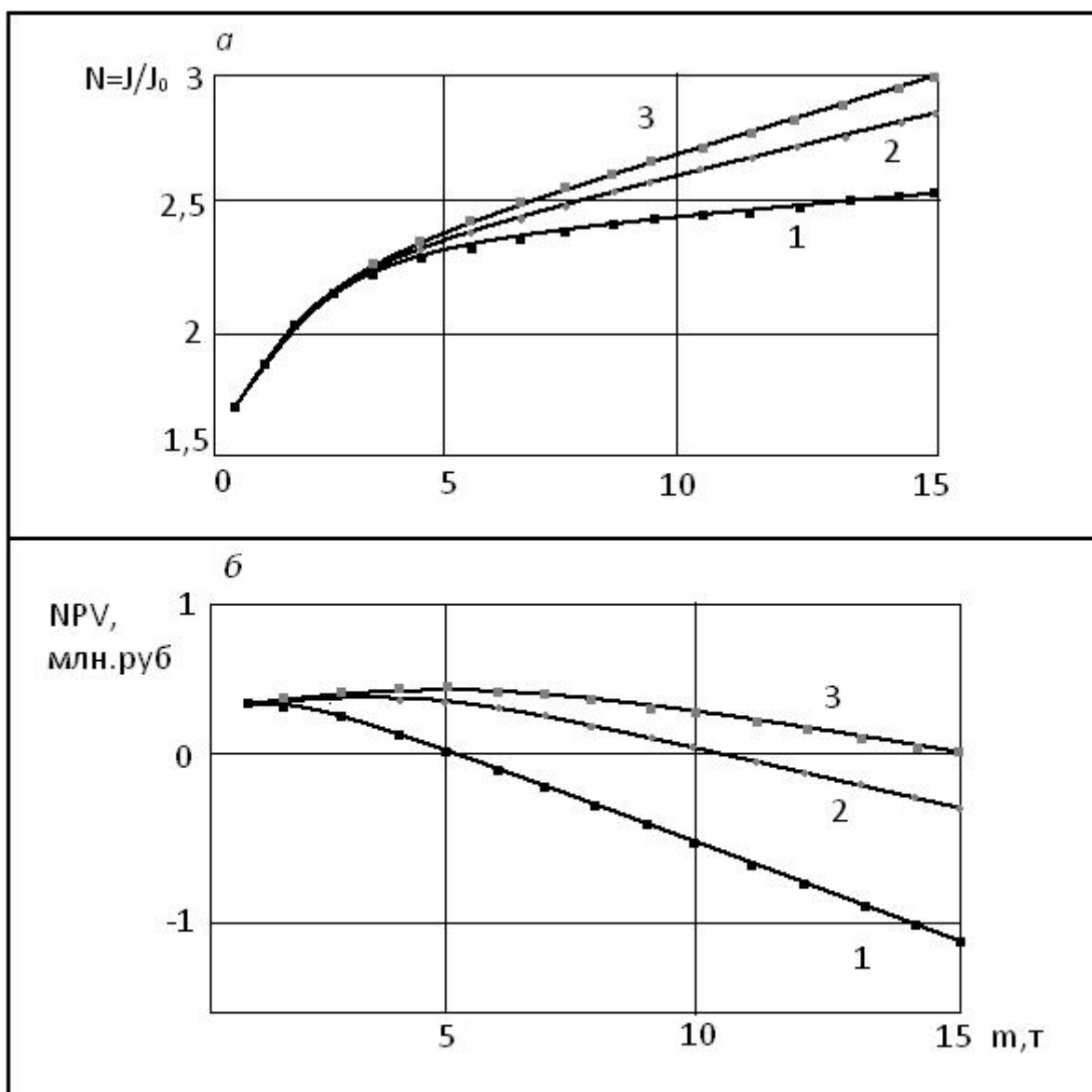


Рис.2. Зависимость проектных показателей $N(a)$ и $NPV(b)$ от массы закачанного проппанта m при его концентрации, равной 200(1), 400(2) и 800 кг/м³ (3)

Кроме показателя чистой текущей стоимости, для экономической оценки проекта следует знать индекс доходности и период окупаемости вложенных средств. Вариант ГРП считается эффективным, если индекс доходности больше единицы, что справедливо для низкопроницаемых пластов (см. рис. 3). Результаты определения оптимального объема обработки по показателям NPV и PI различаются. При принятии окончательного решения приоритет следует отдавать показателю NPV .

Для определения периода окупаемости построена зависимость изменения чистой текущей стоимости проекта во времени для различных масс проппанта

(см. рис. 4). С целью повышения точности в пределах одного года расчеты осуществляются по нарастающему итогу по месяцам. С увеличением массы проппанта кривая NPV смещается вниз и период окупаемости возрастает (см. рис. 4), так как рассматривается область правее максимального значения NPV. В данном примере период окупаемости имеет низкие значения и составляет 3-5 мес. Динамика NPV будет определяться динамикой дополнительной добычи. При этом последняя оценивается только с учетом интенсификации разработки. В реальных условиях после гидроразрыва нефтеотдача возрастает, что может быть учтено, например, введением поправочного коэффициента к величине остаточных извлекаемых запасов после ГРП, т.е. в рассматриваемой методике дополнительная добыча недооценивается, и получаемое значение не является верхним пределом. Для предварительного прогноза эффективности ГРП такая приблизительная оценка вполне приемлема.

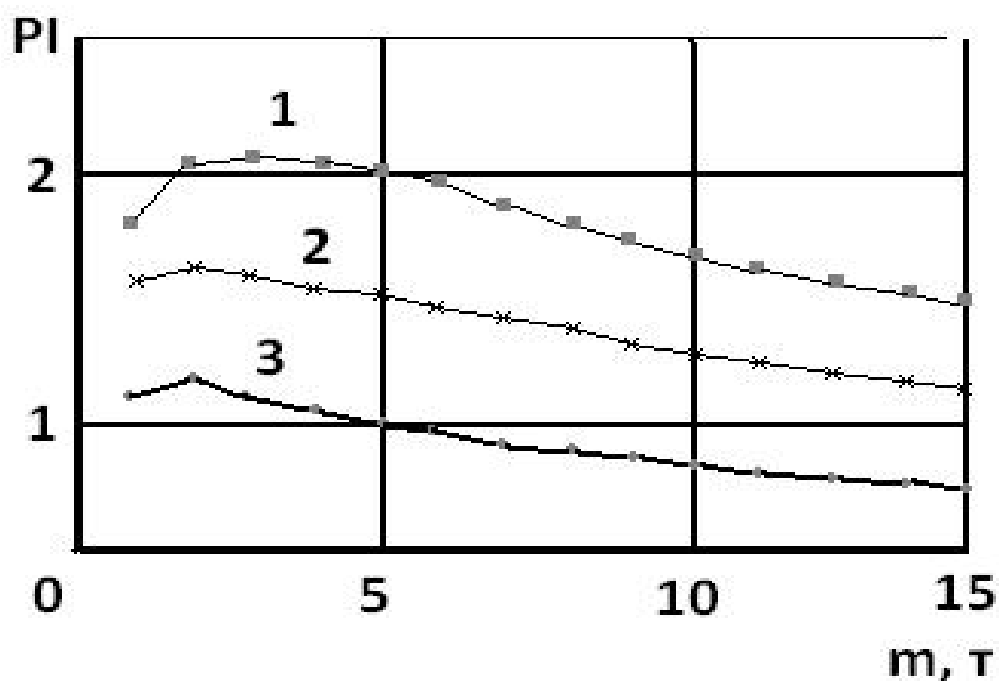


Рис. 3. Зависимость индекса доходности PI проекта ГРП от массы проппанта m при проницаемости пласта $0,001(1)$, $0,01(2)$ и $0,05 \text{ мкм}^2(3)$

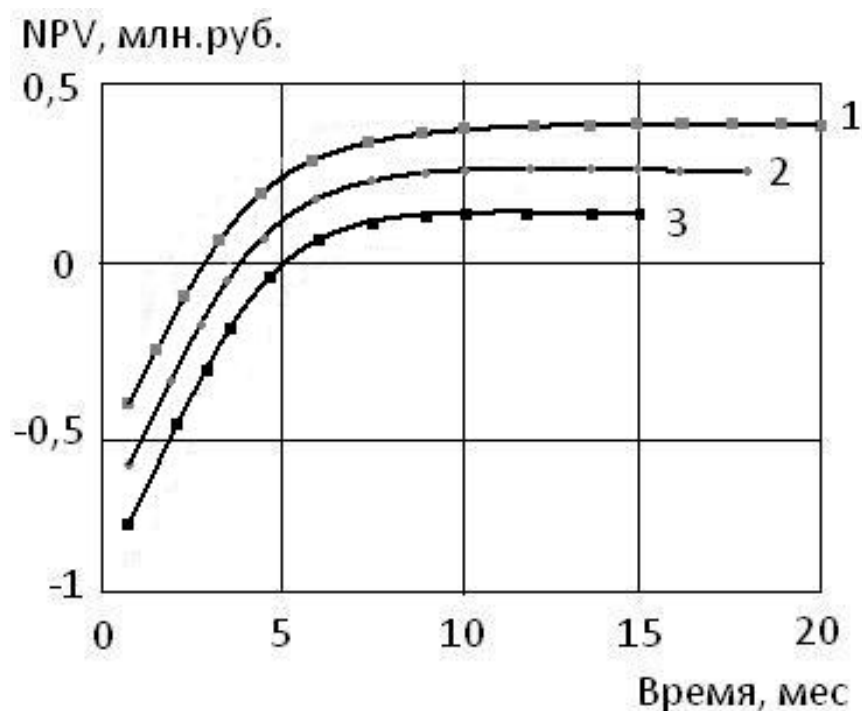


Рис.4. Динамика NPV проекта ГРП пр массе закачанного проппанта, равной 5(1), 10(2) и 15т(3)

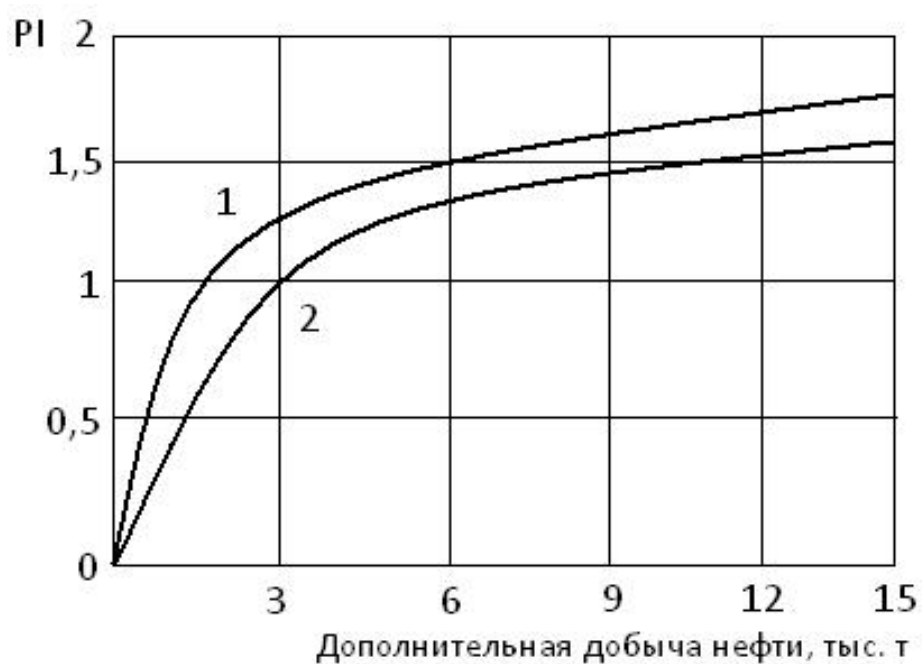


Рис. 5. Зависимость индекса доходности дополнительных затрат PI от дополнительной добычи нефти в год проведения ГРП:

1,2 - соответственно частичный экспорт и отсутствие экспорта

Таким образом, разработанная на основе классических моделей упрощенная методика расчета интегральных характеристик и предварительной оценки эффективности ГРП позволяет оперативно прогнозировать экономическую эффективность проекта для различных конкретных ситуаций. Данная методика может быть полезна для фирмы, занимающейся проектированием ГРП.

На практике, как правило, нефтедобывающее предприятие не может влиять на управление затратами на проведение ГРП: стоимость операции определяется сервисной фирмой. Однако при выборе скважин-кандидатов для ГРП недропользователь может руководствоваться предварительными расчетами ожидаемой дополнительной добычи нефти по данной скважине и при сравнении ее с минимальной величиной, необходимой для окупаемости затрат, выбирать приоритетные скважины.

Рассмотрим вопрос влияния дополнительной добычи нефти и жидкости на индекс доходности дополнительных затрат. В год проведения ГРП индекс доходности после простых математических преобразований удобно представить в виде

$$PI = a \cdot x / (b + y + c \cdot x),$$

где a - средняя цена нефти, руб/т; $x = \Delta Q_H$; $b = 3_{ГРП} (1 - H_{np})$; $y = \mathcal{E}(1 + \Phi)(1 - H_{np}) \Delta Q_{ж}$; $c = (\sum H + H_{np} - H_{np} \sum H)$; $\Delta Q_H, \Delta Q_{ж}$ - соответственно дополнительная добыча нефти и жидкости, тыс. т; $\sum H, H_{np}$ - соответственно ставка налога на прибыль и сумма ставок налогов и платежей, включаемых в себестоимость; \mathcal{E} - сумма нормативов эксплуатационных затрат, зависящих от объемов добычи, руб/т; Φ - отчисления в фонд научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Из предыдущего соотношения определим минимальную дополнительную добычу нефти, необходимую для окупаемости дополнительных затрат в первый год. По условию $PI=1$, следовательно.

$$x_{\min} = (b + y) / (a - c).$$

Вариант	x_{min} в год проведения ГРП				
		2008	2009	2010	2011
1	5,3	2,1	2,4	1,7	1,4
2	5,7	2,3	3,5	3,1	2,3

Если дополнительные эксплуатационные затраты много меньше затрат на проведение ГРП, то параметром y можно пренебречь и получить приближенную формулу.

Можно также определить максимально возможный индекс доходности при дополнительной добыче нефти, стремящейся к бесконечности (более 100 тыс. т):

$$PI_{max} = \lim_{x \rightarrow \infty} \frac{a \cdot x}{b + c \cdot x} = \frac{a}{c} = \frac{1}{(\sum H + H_{np} - H_{np} \sum H)}$$

т.е. PI_{max} определяется главным образом ставками действующей системы налогообложения.

Таким образом, на основе формализованной методики расчета показателей технологической и экономической эффективности ГРП можно получить оптимальный объем обработок в проекте ГРП. Для фиксированных затрат на ГРП определены:

а) минимальная дополнительная добыча нефти, необходимая для окупаемости дополнительных затрат в год проведения операции, которая может составлять 1-10 тыс. т:

б) максимально возможный годовой индекс доходности, который определяется ставками действующей системы налогообложения и в современных условиях составляет около двух.

IV. Особенности экономической оценки геологотехнических мероприятий

В настоящее время значительная часть месторождений переходит в позднюю стадию разработки с определенным ухудшением основных технико-

экономических показателей. Результаты проведенных многовариантных технико-экономических расчетов по большой совокупности месторождений показывают, что существует устойчивая закономерность-тенденция изменения основных экономических показателей разработки месторождения - чистого дисконтированного дохода, себестоимости добычи нефти, прибыли и др. (рис. 6, 7).

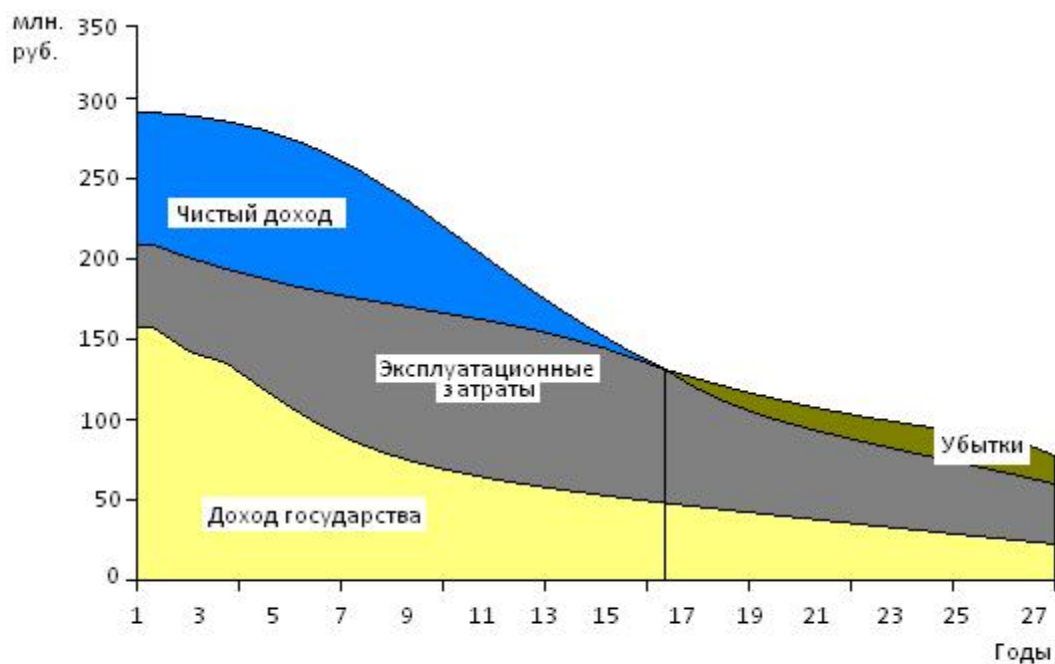


Рис. 6 Динамика и структура выручки от реализации нефти по *i*-му месторождению

Как видно из двух приведенных графиков, в завершающей стадии величина ежегодного чистого дохода переходит в отрицательную убыточную область и только за счет накопленных положительных значений в предыдущие периоды времени NPV сохраняет положительное значение за весь проектный период разработки месторождения. Период завершающей стадии разработки может насчитывать 30-40-50 лет и, как правило, характеризуется низкой экономической эффективностью в силу указанных выше причин.

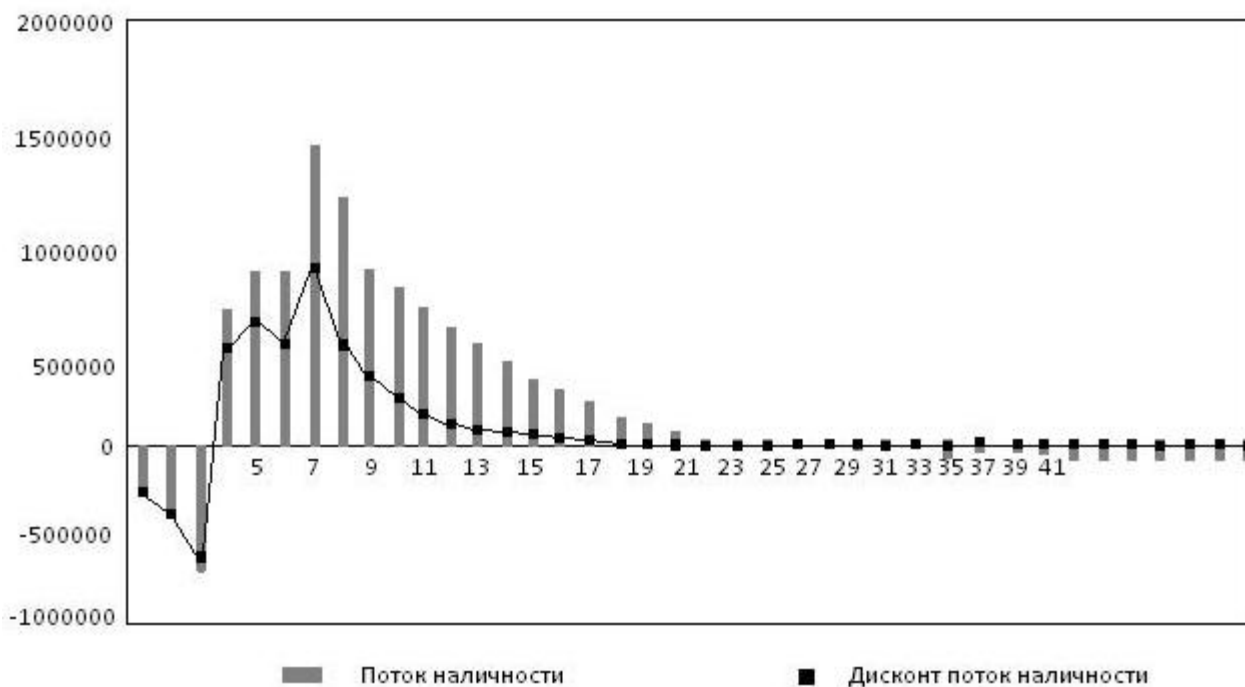


Рис. 7 Динамика чистого дохода и чистого дисконтированного дохода (ТЗМ) по освоению запасов i -го месторождения

Обеспечение рентабельной эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки является важной проблемой развития нефтедобывающей отрасли, от решения которой во многом зависит производительное функционирование нефтегазовых компаний в длительной перспективе. Для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии предприятия проводят большое количество мероприятий по интенсификации добычи нефти, к важнейшим из которых необходимо отнести методы увеличения нефтеотдачи.

В то же время внедрение прогрессивных технологий требует существенных как эксплуатационных, так и капитальных затрат, инвестиций. В этих условиях необходимы постоянная оценка экономической эффективности внедряемых научно-технических мероприятий, анализ проводимых работ и определение их влияния на основные показатели производственно-финансовой деятельности предприятия. В добывающем производстве сложность этой проблемы возрастает в результате значительного влияния природно-геологического фактора. За последние годы методы оценки экономической эффективности от мероприятий по интенсификации добычи нефти прошли

своеобразную эволюцию. Но на всех этапах совершенствования методических положений основополагающим моментом являлось обоснованное определение издержек производства на прирост производимой продукции в результате проведения мероприятий.

На экономическую эффективность ГТМ влияет достаточно большое количество факторов. В процессе разработки залежи все факторы взаимосвязаны и эту связь отражает производственная функция, которая устанавливает зависимость между факторами производства ($a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$) и, например, объемом выпуска продукции (Q) и выглядит следующим образом:

$$Q = f(a_1, a_2, a_3, \dots, a_n).$$

Производственная функция указывает на возможность различного сочетания факторов производства и возможность оптимального подбора этих факторов, при которых выпуск продукции и чистый доход (NPV) будут максимальными.

Из основных групп факторов, влияющих на эффективность проведения технологий, необходимо отметить горно-геологические, технологические, экономические и экологические. Данные факторы влияют на совокупные затраты по проведению ГТМ и последующую эксплуатацию залежи (участка скважин) и включают инвестиции, текущие расходы на добычу нефти и налоговые платежи.

Из экономических факторов необходимо отметить цены реализации нефти, налоги и затраты. При этом компания, как правило, не может влиять на цену нефти, которая формируется на мировом и внутреннем рынках, а также на величину налоговых платежей, которые регламентированы действующим законодательством. Недропользователь имеет возможность повышать эффективность добычи нефти и проводимых мероприятий за счет регулирования и снижения затрат. Сложным моментом здесь является определение себестоимости добычи нефти по объектам разработки. При этом наибольшее влияние на экономический результат внедрения мероприятия, кроме прироста добычи нефти, оказывают:

- затраты на внедрение методов;
- обводненность добываемой продукции;
- себестоимость добычи нефти, особенно условно-переменные затраты, которые напрямую зависят от изменения объема производства;
- цена реализации нефти и действующая система налогообложения, но на эти факторы предприятие воздействовать не может.

Интенсивный тип роста прежде всего означает повышение производственной эффективности или увеличение отдачи за счет более полного использования всех факторов производства. В экономической науке из факторов производства обычно выделяют: средства производства, трудовые ресурсы, землю в широком понимании и предпринимательство, которое является особым фактором, соединяющим названных три фактора. Основной целью интенсификации производства является повышение его эффективности. В результате интенсификации рост конечных экономических результатов производственной деятельности предприятия должен быть больше, чем увеличение всех используемых видов ресурсов. Поэтому конечная цель как интенсификации, так и эффективности производства во многом совпадает, хотя между этими двумя понятиями и нельзя ставить полный знак равенства.

Основной составляющей повышения эффективности производства является разработка прогрессивных технологий, новой техники, то есть развитие научно-технического прогресса (НТП). В настоящее время широкомасштабное внедрение мероприятий технического прогресса является одним из главных рычагов интенсификации экономики и повышения ее эффективности. Острота этой проблемы постоянно усиливается истощением и истощением дешевых природных ресурсов, постепенным старением производственного аппарата (в результате того, что основная часть инвестиций долгое время направлялась на новое капитальное строительство), медленным обновлением основных фондов.

По результатам технико-экономических расчетов делается окончательный вывод о необходимости проведения новых технологий. Их экономическая целесообразность и рекомендуемый вид оцениваются после прогнозных экономических расчетов и определения влияния того или иного мероприятия на основные показатели участка скважин и объекта разработки рассматриваемого месторождения.

При экономической оценке геолого-технических мероприятий используются критерии, сущность которых дана во втором разделе: ЧДД, ВИД, ИД, срок окупаемости затрат. Каждый из перечисленных критериев отражает эффективность вложения средств в проведение работ по восстановлению скважин с различных сторон, поэтому оценивая ее экономическую эффективность, необходимо использовать всю совокупность показателей. К реализации могут быть приняты те мероприятия, у которых:

- чистый дисконтированный доход больше нуля;
- внутренняя норма доходности больше ставки дисконтирования'
- индекс доходности инвестиций больше единицы;
- срок окупаемости минимален.

По методическим рекомендациям экономическая эффективность проведения работ, направленных на улучшение эксплуатации действующих объектов, определяется разностью между стоимостной оценкой результатов (R_t) и стоимостной оценкой затрат (Z_t) за расчетный период:

$$\text{Э}_t = (R_t - Z_t).$$

Стоимостная оценка результатов от эксплуатации добывающей скважины, подвергшейся МУН, ГТМ, определяется ожидаемым доходом от реализации добываемой продукции за расчетный период. Под последним понимается время эксплуатации скважины на улучшенном режиме или до достижения тех же параметров работы скважины, какие она имела до проведения работ.

Стоимостная оценка затрат в большинстве случаев представляет собой сумму затрат на проведение вышеперечисленных работ, налоговых платежей и эксплуатационных расходов на добычу нефти за время расчетного периода.

Сложным моментом при экономической оценке является определение себестоимости добычи нефти по объектам разработки и включающих сегментов (блоки, участки скважин). Между тем большинство месторождений сложнопостроенные и имеют несколько объектов разработки, отдельных площадей и затраты на извлечение нефти по ним, естественно, существенно различаются, что оказывает немаловажное значение при оценке экономической эффективности различных мероприятий по интенсификации добычи нефти и совершенствованию систем разработки. Любое мероприятие внедряется не на месторождении в целом, а на одном из объектов разработки, точнее даже на участке скважин или отдельной скважине, где проявляется технологический эффект в виде прироста добычи нефти, снижения обводненности продукции, ускорения темпов выработки запасов и др.

Механизм распределения затрат месторождения по объектам разработки основывается на разделении их по прямому признаку, в соответствии с технологическими процессами (добыча нефти, жидкости, закачка воды в пласт, подготовка нефти, обслуживание скважин и другие). Косвенные затраты по управлению производством, обслуживанию нефтепромыслового оборудования определяются распределительным методом.

По существующим положениям расчет эксплуатационных затрат на добычу нефти по объектам разработки ведется по тем же нормативам затрат, что и по месторождению в целом. При этом не учитываются такие важные факторы, как глубина залегания продуктивного пласта, межремонтный период работы скважин (МРП) и межремонтный цикл (МРЦ) эксплуатации скважин или частота капитальных ремонтов, которые существенным образом влияют на себестоимость добычи нефти.

Затраты, связанные с глубиной скважин, охватывают примерно 70% всех издержек по добыче нефти: энергетические затраты, амортизация скважин, расходы по текущему и капитальному ремонту скважин, увеличению

нефтеотдачи пластов. Эта зависимость прежде всего связана с ростом стоимости строительства скважин по мере увеличения глубины залегания пластов и с усложнением условий эксплуатации скважин.

Учет глубины залегания пластов предлагается осуществлять по статьям затрат при помощи коэффициента ($K_{пi}$):

$$K_{пi} = d \cdot \frac{L_i}{L_m},$$

где d - доля затрат по статье, зависящая от глубины скважин, коэфф.; L_i - средняя глубина скважин по i -му объекту разработки, м; L_m - средняя глубина скважин по месторождению, м.

Влияние межремонтного периода работы скважин на затраты по текущему ремонту скважин (ПРС) на конкретном объекте разработки определяется с использованием коэффициента

$$K_{рi} = M_i / M_m,$$

где $K_{рi}$ - коэффициент, учитывающий различия МРП скважин по i -му объекту разработки, коэфф.; M_i - МРП работы скважин по i -му объекту разработки, сут; M_m - МРП работы скважин в целом по месторождению, сут.

Расчет затрат по капитальному ремонту скважин (КРС) ведется с учетом глубины объекта ($K_{чi}$) и межремонтного цикла эксплуатации скважин (частота ремонтов) на объекте разработки с использованием коэффициента

$$K_{чi} = Ч_i / Ч_m,$$

где $K_{чi}$ - коэффициент учета межремонтного цикла эксплуатации скважин по i -му объекту разработки, коэфф.; $Ч_i$ - частота КРС по i -му объекту разработки, рем/скв. в год; $Ч_m$ - частота КРС в целом по месторождению, рем/скв. в год.

Затраты на обслуживание добывающих скважин, составляющие статью калькуляции «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования», разбиваются на три части: подземный (текущий) ремонт скважин (ПРС); капитальный ремонт скважин (КРС); другие работы по обслуживанию скважин и нефтепромысловых объектов.

Затраты на проведение подземного текущего и капитального ремонта скважин ($Z_{прс}$, $Z_{крс}$) по i -му объекту разработки определяются с учетом глубины объекта и частоты ремонтов по формулам:

$$Z_{прс} = N_{тр} \cdot (L_i/L_m) \cdot K_{pi} \cdot F_{si},$$

$$Z_{крс} = N_{кр} \cdot (L_i/L_m) \cdot K_{ci} \cdot F_{si},$$

где $N_{тр}$, $N_{кр}$ - соответственно средняя стоимость одного ПРС и КРС по анализируемому месторождению, руб.; F_{si} – среднедействующий фонд добывающих скважин по i -му объекту разработки на месторождении, скв.; F_s - среднедействующий фонд добывающих скважин по месторождению.

Оставшиеся затраты по статье образуют все другие расходы по обслуживанию скважин и определяются по формуле

$$Z_o = \frac{Z_{сэ} - Z_{прс} - Z_{крс}}{F_s} \cdot F_{si}.$$

По участкам влияния скважин, которые в своей совокупности составляют объект разработки метод определения себестоимости добычи нефти аналогичен вышеизложенному. Глубина залегания продуктивного пласта для всех участков скважин одного объекта разработки условно принимается одинаковой.

По результатам моделирования, тщательного геолого-промыслового анализа и проведенных технико-экономических расчетов делается окончательный вывод о необходимости проведения геолого-технических мероприятий. Их экономическая целесообразность и рекомендуемый вид ГТМ из возможных производится после прогнозных экономических расчетов и определения влияния того или иного мероприятия на основные показатели участка скважин и объекта разработки рассматриваемого месторождения.

V. Экономическая эффективность мероприятия по увеличению добычи нефти

Экономическая эффективность проводимых мероприятий интенсификации добычи нефти на действующих объектах определяется по формуле

$$\mathcal{E} = (\mathcal{C}_p - \mathcal{C}_d) \cdot Q_{дн} - \mathcal{Z}_м,$$

где \mathcal{C}_p - цена реализации нефти без НДС, руб./т; \mathcal{C}_d - себестоимость добычи нефти за счет мероприятий, руб./т (определяется с учетом прироста добычи нефти и ограничения объемов попутно-извлекаемой воды); $Q_{дн}$ - увеличение (прирост) добычи нефти по анализируемому объекту за расчетный период, т; $\mathcal{Z}_м$ - затраты на проведение мероприятий, руб.

Важным методическим положением экономической оценки эффективности научно-технических мероприятий является сравнение экономических результатов использования новой и действующей (старой) технологии производства. В этом случае количественный прирост добычи нефти в стоимостном выражении, полученный в результате использования новой технологии по сравнению с базовой, служит источником возврата (покрытия) инвестиций на приобретение и освоение новых технологий интенсификации добычи нефти. Вторым методическим положением является сопоставимость затрат и результатов новой и базовой технологии добычи нефти по объему производства, фактору времени и другим факторам использования продукции (например, качество продукции, условия безопасности ведения работ и другие).

По мероприятиям, направленным на восстановление производительности добывающих скважин, увеличение притока нефти, величина себестоимости добычи нефти за счет мероприятия (\mathcal{C}_d) определяет условно-переменные затраты на добычу нефти, складывающиеся из затрат на энергию по извлечению нефти, сбор и транспортировку жидкости, подготовку нефти, закачку воды в пласт для поддержания пластового давления и налогов, включаемых в себестоимость продукции.

Во многих случаях проведение ГТМ, МУН оказывает влияние как на увеличение добычи нефти, так и снижение объемов попутно добываемой воды. Этот фактор учитывается расчетом экономии текущих затрат, образуемой за счет снижения отбора воды. В этом случае себестоимость дополнительной добычи нефти (\mathcal{C}_d) определяется по формуле

$$C_d = (Q_{дн} \cdot U_{пз} \cdot Q_v \cdot Z_{ув}) / Q_{дн},$$

где Q_v - сокращение объема попутно извлекаемой воды, м³; $Z_{ув}$ - условно-переменные затраты, приходящиеся на 1 м³ попутно добываемой воды, руб./м³; $U_{пз}$ - условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти по НГДУ, руб.

Экономический эффект, определяемый по выше приведенным формулам, означает величину или прирост балансовой прибыли, получаемой за счет проведения методов. Для расчета чистой прибыли, оставляемой в распоряжении предприятия, ее необходимо уменьшить на величину налога на прибыль по действующей ставке. Таким образом, экономический эффект проводимых работ по интенсификации добычи нефти состоит из двух составляющих:

- первая, прирост прибыли за счет дополнительной добычи нефти-
- вторая, экономия переменной части текущих расходов, образуемая за счет сокращения объемов попутно-добываемой воды.

Учитывая особенности формирования затрат на добычу нефти, в условно-постоянные расходы включены следующие статьи затрат: основная и дополнительная заработная плата производственных рабочих с отчислениями на социальные нужды; амортизация скважин и прочих основных фондов; расходы на содержание и эксплуатацию оборудования; общепроизводственные и цеховые расходы; прочие производственные расходы за вычетом налогов.

Существует достаточно много распределений затрат по добыче нефти на условно-постоянную и условно-переменную части, в которых учитываются особенности формирования затрат в той или иной добывающей компании. В таблице 8.2 представлен метод разделения затрат в зависимости от вида работ, первый, методы воздействия на призабойную зону пласта скважины и второй, ввод скважин в эксплуатацию из бездействия и консервации.

Первую статью калькуляции - расходы на энергию по извлечению нефти - можно полностью отнести к условно-переменным расходам, за исключением затрат на содержание энергосетей.

Распределение затрат по статьям калькуляции себестоимости

Статьи затрат	При оценке эффективности			
	Методов интенсификации добычи ОПЗ, МУН и др.		Ввода скважин в эксплуатацию из бездействия	
	УСЛ.-ПОСТ. ЗАТРАТЫ	УСЛ.-ПЕРЕМ. ЗАТРАТЫ	УСЛ.-ПОСТ. ЗАТРАТЫ	УСЛ.-ПЕРЕМ. ЗАТРАТЫ
Ст. 1. Расходы на энергию по извлечению нефти				
В том числе: потребление за квт-часы	—	+	—	+
-установленная мощность	+	—	—	+
-услуги электроцеха	+	—	—	+
Ст. 2. Расходы по искусственному воздействию на пласт				
В том числе: энергетические затраты	—	+	—	+
Топливо, пар, вода на технолог. Нужды	—	+	—	+
Вспом. Материалы (ингибиторы коррозии)	—	+	—	+
Остальные затраты	+	—	+	—
Ст. 3. Расходы на оплату труда производственных рабочих	+	—	50%	50%
Ст. 4. Отчисления на социальные нужды	+	—	50%	50%
Ст. 5. Амортизация скважин	+	—	+	—
Ст. 6. Расходы по сбору и транспорту нефти				
В том числе: энергетические затраты	—	+	—	+
Топливо, пар, вода на технолог.	—	+	—	+

Нужды				
Вспом. Материалы (ингибиторы коррозии)	—	+	—	+
Остальные затраты	+	—	+	—
Ст. 7. Расходы по технологической подготовке нефти				
В том числе: энергетические затраты	—	+	—	+
Топливо, пар, вода на технолог. Нужды	—	+	—	+
Вспом. Материалы (деэмульгаторы)	—	+	—	+
Остальные затраты	+	—	+	—
Ст. 8. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				
В том числе: подземный и капитальный ремонт скважин	+	—	—	+
Другие работы по обслуживанию скважин	+	—	—	+
Ст. 9. Цеховые расходы	+	—	80%	20%
В том числе: амортизация ОФ	+	—	+	—
Ст. 10. Общепроизводственные расходы	+	—	80%	20%
В том числе: амортизация ОФ	+	—	+	—
Ст. 11. Прочие производственные расходы				
В том числе: НДС	—	+	—	+
Производственная себестоимость валовой продукции				

Три комплексные статьи - расходы по искусственному воздействию на пласт, расходы по сбору и транспортировке нефти и по технологической подготовке нефти - разделены на условно-переменную и условно-постоянную части. При этом в условно-переменную часть по эти статьям включены

стоимость потребляемой электроэнергии. затраты на вспомогательные материалы, включая деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, пар, топливо, воду. Остальные затраты по этим трем стать отнесены к условно-постоянным расходам. Таким образом, условно переменные затраты, приходящиеся на 1 тонну дополнительно добываемой нефти за счет мероприятий (Упз), рассчитываются по формуле

$$Y_{ПЗ} = \frac{Z_{Э} + Z_{В} + Z_{П} + Z_{Т}}{Q_{Н}} + N_{О},$$

где $Z_{Э}$, $Z_{В}$, $Z_{П}$, $Z_{Т}$ - условно-переменные затраты по четырем статьям соответственно на энергию по извлечению нефти, искусственному воздействию на пласт, подготовку нефти, сбор и транспортировку нефти тыс.руб.; принимаются из расшифровок калькуляции себестоимости добычи нефти по НГДУ или месторождению; $Q_{Н}$ - добыча нефти по НГДУ или месторождению, т; $N_{О}$ - налоги и отчисления, приходящиеся на 1 т нефти, включаемые в себестоимость продукции, тыс.руб./т.

Величина налогов и отчислений, приходящихся на 1 т нефти ($N_{О}$), определяется в зависимости от установленных ставок и действующей цены предприятия на нефть. Здесь же находится величина централизованных расходов компании, приходящихся на 1 т добычи нефти.

Экономия затрат, приходящихся на 1 т ограничения попутно добываемой воды, рассчитывается по формуле

$$Z_{УВ} = \frac{Z_{Э}}{Q_{Ж}} + \frac{Z_{В}}{Q_{З}} + \frac{Z_{Т}}{Q_{Ж}},$$

где $Q_{Ж}$ - объем добычи жидкости по Н ГДУ, ТПДН, т; $Q_{З}$ - объем закачки воды в пласт по НГДУ, ТПДН, м³.

Сумма затрат по этим трем статьям и будет определять величину экономии условно-переменных затрат, образуемой за счет уменьшения добычи одного кубометра воды. Таким образом, при ограничении определенного объема попутно добываемой воды этот объем не надо будет извлекать на поверхность и транспортировать, а также не надо будет закачивать воду в пласт для возмещения отбора.

Одной из важных составляющих эффективности анализируемых работ является определение экономической целесообразности их проведения. Последняя должна быть обоснована технической или технологической необходимостью, требованиями охраны недр, окружающей среды и ожидаемой экономической эффективностью. Целесообразность проведения большинства ГТМ, выполняемых с целью увеличения производительности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин, а также ограничения объема попутно добываемой воды, обосновывается ожидаемой их экономической эффективностью. Таким образом, целесообразность этих работ является приближенной оценкой экономической эффективности планируемых мероприятий.

По нефтяным скважинам целесообразным считается проведение работ, приближенная оценка экономической эффективности которых характеризуется соотношением

$$(\text{Цр} - \text{Цд}) \cdot Q_{\text{н.ож.}} > Z_{\text{м.ож.}},$$

где $Z_{\text{м.ож.}}$ - ожидаемые затраты планируемых работ, руб.; $Q_{\text{н.ож.}}$ - ожидаемая добыча нефти по анализируемой скважине за расчетный период, т.

Экономически целесообразными считаются те работы, в результате которых доход от реализации добываемой нефти по анализируемой скважине будет больше, чем ожидаемые затраты на их проведение. Собственно, это будет являться пределом эффективности или безубыточности проведения работ. При условии равенства соотношения (выше указанное) устанавливается минимальное количество дополнительно добываемой нефти по формуле

$$Q_{\text{min}} = \frac{Z_{\text{м.ож.}}}{(\text{Цр} - \text{Цд})}.$$

Минимальная дополнительная добыча нефти является одним из важных критериев экономической целесообразности проведения работ по увеличению продуктивности нефтяных скважин. С экономических позиций нефтедобывающего предприятия оценку экономической целесообразности планируемых работ необходимо производить по оптовой цене за нефть и размеру получаемой прибыли. Отношением минимального количества

дополнительной добычи нефти, которое должно получиться в результате успешного проведения метода, на среднюю продолжительность эффекта для данного вида определяется минимальное увеличение среднесуточного дебита скважины по нефти.

Срок окупаемости затрат (Ток) характеризует период, в течение которого затраты на проведение мероприятия будут возмещены приростом прибыли, определяется по формуле

$$T_{ок} = \frac{Z_m}{B_p - Z_{ун} \cdot Q_{дн} + Z_{ув} \cdot Q_{дв}}$$

где B_p - выручка от реализации добываемой нефти, руб.; $Z_{ун} \cdot Q_{дн}$ - эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти, руб. $Z_{ув} \cdot Q_{дв}$ - экономия текущих затрат за счет снижения отбора воды, руб.

При прогнозировании мероприятий по интенсификации нефтедобычи экономическими эффективными должны считаться те работы в результате которых прирост прибыли от увеличения добычи нефти и экономия затрат за счет сокращения объемов попутно добываемой воды будут значительно больше, чем планируемые затраты. Исходными материалами для обоснования внедрения планируемых работ являются сведения о геолого-технологических условиях разрабатываемой залежи, а также технико-экономические результаты об экономической эффективности различных работ в этой области по данному месторождению в предшествующие годы. Посредством анализа этих материалов устанавливаются допустимые пределы экономической и технологической целесообразности фактически проведенных и планируемых работ и с использованием последних определяются конкретные объекты, на которых необходимо проводить те или иные работы, в зависимости от дебитов скважин, соотношения добычи нефти и жидкости и других технико-экономических параметров.

VI. Мероприятия по сокращению трудоемкости работ и увеличению межремонтного периода работы скважин

С целью поддержания фонда скважин в рабочем состоянии применяются различные технологии, которые не обеспечивают прироста добычи нефти, но сокращают время проведения ремонтных работ. В этом случае экономический эффект выражается в сокращении затрат на проведение КРС или ПРС и определяется по формуле

$$\mathcal{E} = (T_b - T_n) \cdot Z \cdot V_r,$$

где T_b и T_n - продолжительность данного вида ремонтных работ по базовой и новой технологии, бр.-час.; Z - стоимость одного бр.-часа работы бригад по данному виду работ, руб.; V_r - годовой объем ремонтов с применением новой технологии, рем.

Экономический эффект от использования новой техники и технологии, обеспечивающего повышение надежности и увеличение межремонтного периода (МРП) работы скважин, оборудования, определяется по формуле

$$\mathcal{E} = C_b \frac{T}{T_b} - C_n \frac{T}{T_n},$$

где C_b и C_n - стоимость ремонта скважины, единицы оборудования соответственно по базовой и новой технологии, руб; T_b и T_n - МРП работы скважин, оборудования по базовой и новой технологии, сут.; T - годовой календарный фонд времени скважин (365 суток).

В области подготовки нефти экономический эффект от использования передовых технологий, направленных на повышение качества подготавливаемой нефти, замену дорогостоящих импортных реагентов при сохранении качества нефти, определяется по формуле

$$\mathcal{E} = (U_{rb} - U_{rn}) \cdot Q_p \cdot C_d,$$

где U_{rb} и U_{rn} - удельный расход на подготовку тонны нефти, соответственно базового и нового деэмульгатора, г/т; Q_p - объем подготавливаемой нефти по новой технологии, т; C_d - цена тонны нового деэмульгатора, руб.

В области сбора и транспортировки нефти, поддержания пластового давления эффективность мероприятий по внедрению новых ингибиторов

коррозии определяется аналогичным образом, но с учетом экономии затрат за счет снижения аварийности трубопроводов:

$$\mathcal{E} = (P_{\text{б}} - P_{\text{н}}) \cdot Q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{и}} + \mathcal{E}_{\text{т}},$$

$$\mathcal{E}_{\text{т}} = (K_{\text{б}} - K_{\text{н}}) \cdot P_{\text{т}} \cdot Z_{\text{п}},$$

где $P_{\text{б}}$ и $P_{\text{н}}$ - удельный расход на обработку тонны перекачиваемой жидкости, соответственно по базовой и новой технологии (ингибитора), г/т; $Q_{\text{ж}}$ - объем перекачиваемой жидкости, т; $C_{\text{и}}$ - цена тонны нового ингибитора, руб.; $\mathcal{E}_{\text{т}}$ - экономия затрат за счет снижения аварийности трубопроводов, руб.; $K_{\text{б}}$ и $K_{\text{н}}$ - количество порывов (аварий), приходящихся на единицу длины трубопроводов, соответственно при использовании базового и нового ингибитора коррозии, обрыв/км; $P_{\text{т}}$ - протяженность трубопроводов, км; $Z_{\text{п}}$ - затраты на ликвидацию одного порыва трубопровода, руб.

5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

5.1. Объем дипломного проекта

Расчетно-пояснительная записка дипломного проекта выполняется объемом 100-120 страниц машинописного текста.

Расчетно-пояснительная записка проекта должна содержать решение всех основных, предусмотренных заданием, вопросов с необходимыми расчетами и сопровождаться иллюстрациями, графиками, диаграммами, схемами, программами вычисления на ЭВМ и т.п.

5.2. Правила оформления расчетно-пояснительной записки

Текстовая часть проекта должна быть написана на одной стороне листа белой бумаги формата А4 (297x210). Печатание текста записки на принтере через полтора межстрочных интервала. Шрифт - 14, типа Times New Roman. Выравнивание – двухстороннее.

Выполнение рамок на листах расчетно-пояснительной записки не допускается.

Заголовки разделов с большой буквы, шрифт 14 жирный, подзаголовки с прописной шрифт 14 жирный, весь остальной текст с прописной 14 шрифтом.

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

Опечатки и графические неточности, обнаруженные в пояснительной записке в процессе оформления или проверки ее руководителем проекта, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой специальной краской и нанесением на том же месте исправленного текста черной тушью (чернилами) рукописным или машинописным способом. При внесении поправок количество строк на странице не должно меняться. На одной странице допускается не более 5 поправок.

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

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

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

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

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

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

Математические знаки ($=$, $>$, $<$ и т.п.) следует применять лишь в формулах. В тексте их надо писать словами (равно, больше, меньше и т.п.). Не допускается употребление в тексте символов и условных обозначений без

словесной расшифровки, например, следует писать: «температура повышается на 50 °С, а не Т повышается на 50 °С».

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

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

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

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

Пояснительная записка (там, где это необходимо для ясности) должна иллюстрироваться по тексту аккуратно выполненными схемами, эскизами, чертежами, фотографиями. Указанная графика, поясняющая выполненные расчеты, описания конструкций и технологических процессов, должна даваться в записке и в тех случаях, когда она имеется в графической части проекта.

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

Титульный лист пояснительных записок для дипломного проекта оформляется по форме, приведенной в **приложении 2**. Титульный лист, задание, листы текста, иллюстрации, таблицы и приложения должны быть надежно сшиты и иметь твердую обложку. Дипломный проект – переплетается.

5.3. Рубрикация текста, нумерация страниц, содержание

Текст проекта должен разделяться на разделы (геологический раздел, технологический раздел и т.п.), подразделы (вопросы раздела), пункты (дробные части вопросов раздела).

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

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

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

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

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

Нумерация страниц записки должна быть сквозной: первой страницей является титульный лист, второй- задание на проектирование, третьей -реферат, четвертый - содержание и т.д.

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

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

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

В содержании последовательно перечисляют заголовки разделов, подразделов, пунктов и приложений и указывают номер страницы, на которых они помещены. Содержание должно включать все заголовки, имеющиеся в записке.

5.4. Оформление иллюстраций (рисунков)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5. Оформление таблиц

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

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

Каждая таблица должна иметь содержательный заголовок. Заголовок помещают под словом «Таблица». Слово «Таблица» и заголовок начинают с прописной буквы. Заголовок не подчеркивают. Заголовки таблицы должны начинаться с прописных букв и иметь размерность величин. Размерность при числах в строках таблицы не допускается. Числовые значения в одной графе должны иметь одинаковое количество десятичных знаков.

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

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

При переносе таблицы на следующую страницу записки головку таблицы следует повторить и над ней помещают слово Таблица5 (продолжение). Если головка таблицы громоздка, допускается ее не повторять. В этом случае пронумеровываются графы и повторяют их нумерацию на следующей странице. Заголовок таблицы не повторяют.

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

В пояснительной записке при ссылке на таблицу указывают ее номер и слово «Таблица» пишут в сокращенном виде, например: табл.5, табл. 5 и 6. Повторные ссылки на таблицу следует давать с сокращенным словом «смотри», например: (см. табл. 5, см. табл. 5 и 6).

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

5.6. Оформление расчетных формул

Изложение расчетного материала рекомендуется вести от первого лица множественного числа, например: преобразуем, вычисляем, определяем и

т.д. При этом может быть использована и неопределенная форма, например: принимается, определяется и т.д.

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

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

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

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

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

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

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

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

Пример оформления формулы.

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

где Δp_{nl} - депрессия на пласт, Па; μ - коэффициент динамической вязкости, Па·с; Q - дебит скважины, м³/с; k - коэффициент проницаемости, м²; h - толщина пласта, м; R_K - радиус контура питания, м; r_c - радиус скважины, м.

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

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

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

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

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

5.7. Оформление ссылок на литературные источники

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

При ссылке в тексте на источник следует приводить его порядковый номер по списку источников, заключенный в квадратные скобки. Например: "В

настоящее время наиболее широко применяются автоматизированные сепарационные установки в блочном исполнении [6]".

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

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

5.8. Оформление списка использованных источников

Список источников приводится в конце текста пояснительной записки после «ЗАКЛЮЧЕНИЕ». В список использованных источников включают лишь те, на которые есть ссылки в тексте записки. Источники следует располагать в порядке ссылок. Сведения об источниках, включенных в список, необходимо давать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 7.0.5-2008 (Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления.).

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

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

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

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

5.9. Оформление приложения

Приложения оформляются как продолжение пояснительной записки проекта на последующих его страницах и располагаются к порядку ссылок по тексту.

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

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

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

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

5.10. Нормативно-технические и руководящие документы

1. ГОСТ Р 8.615-2005 Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.
2. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
3. ГОСТ 1.5-2001 Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению.

4. ГОСТ 7.1-84 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическое описание документа. Общие требования и правила составления.
5. ГОСТ 7.9-95 (ИСО 214-76) Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация. Общие требования.
6. ГОСТ 7.12-93 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов на русском языке. Общие требования и правила.
7. ГОСТ 7.32-2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.
8. ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. Соотношение размерностей величин, используемых в нефтепромысловой практике, в общепринятой системе и системе СИ (**приложение 12**).
9. РД-08-71-94 - Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов.
10. РД 07-203-98 - Инструкция о порядке списания запасов полезных ископаемых с учета предприятий по добыче полезных ископаемых.
11. РД-08-56-94 «Методические указания по организации и осуществлению лицензионной деятельности в нефтяной и газовой промышленности».
12. Дополнение к "Регламенту составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений" (РД153-39-007-96)"Технико-экономическое обоснование поисков, разведки и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на условиях соглашения о разделе продукции (ТЭО СРП)".
13. РД 153-39-007-96 – Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
14. РД 153-39.1-004-96 - Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

15. РД 153-39-007-96 - Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений.
16. РД 153-39.0-110-01 - Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
17. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М., 2007.
18. Инструкция на технологический процесс импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт с паузой /ИДТВП (П)/ на Гремихинском месторождении УАССР, 1989.
19. Кадастр геолого-технических мероприятий ОАО «УДМУРТНЕФТЬ» - Ижевск, 2000.
20. РД 39-0147035-214-86 - Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр.

5.11. Оформление бланка отзыва и рецензии на выпускную квалификационную работу

По окончании написания дипломного проекта (работы), работа в полном объеме сдается на проверку научному руководителю, который пишет отзыв на эту работу (**приложение 13**). Рецензию на работу пишет «независимый эксперт» назначенный кафедрой, бланк рецензии показан в **приложении 14**.

6. Темы дипломных проектов студентов (2009-2011 г.г.) очного отделения специальности 090600 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

№ п/п	Тема дипломного проекта
1.	Осложняющие факторы в разработке Чутырского месторождения и пути повышения коэффициента нефтеизвлечения
2.	Мероприятия по повышению наработки на отказ скважинного оборудования на Гремихинском нефтяном месторождении
3.	Эффективность использования УЭЦН и пути повышения межремонтного периода на Ельниковском месторождении
4.	Анализ разработки Гремихинского месторождения тепловыми методами и предложения по их совершенствованию
5.	Методы борьбы с осложнениями при добыче нефти на скважинах Камбарской группы нефтяных месторождений
6.	Пути совершенствования холодного полимерного воздействия на Лиственском месторождении
7.	Предложения по применению геолого-технических мероприятий на южном участке Башкирского объекта Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского нефтяного месторождения на поздней стадии разработки
8.	Интенсификация добычи нефти на Мишкинском месторождении за счет бурения боковых горизонтальных стволов
9.	Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки Северо-Никольского нефтяного месторождения
10.	Недостатки при использовании тепловых методов на Гремихинском месторождении и предложения по их недопущению
11.	Методы борьбы с отложениями АСПО при эксплуатации скважин Забегаловского нефтяного месторождения
12.	Проект доработки Киенгопского месторождения с использованием полимеров
13.	Уточненная технологическая схема разработки Зотовского нефтяного месторождения
14.	Осложняющие факторы на нефтяных месторождениях Удмуртии и рекомендации по снижению их отрицательного воздействия на коэффициент нефтеизвлечения
15.	Эффективность проведения кислотных обработок на Мишкинском нефтяном месторождении и предложения по совершенствованию ОПЗ
16.	Анализ эффективности разработки турнейского объекта Мишкинского месторождения горизонтальными скважинами и боковыми горизонтальными стволами
17.	Анализ эксплуатации и перспективы бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на Котовском нефтяном месторождении

18.	Анализ эффективности ОПЗ на Мишкинском месторождении нефти
19.	Причины, снижающие эффективность работы глубинно-насосного оборудования, и рекомендации по увеличению межремонтного периода скважин на месторождениях ОАО «Белкамнефть»
20.	Проект разработки пласта А4 Гремихинского месторождения методом ТЦВП
21.	Подбор скважин для бурения боковых горизонтальных стволов с учетом осложняющих факторов
22.	Анализ разработки Николаевского месторождения нефти в условиях заводнения с применением циклического воздействия
23.	Анализ работы скважин с УЭЦН на нефтяных месторождениях с повышенной и высокой вязкостью и пути повышения межремонтного периода
24.	Выбор оптимального технологического режима эксплуатации скважин на Черновском нефтяном месторождении
25.	Анализ эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на турнейском объекте Лудошурского нефтяного месторождения
26.	Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений со сложнопостроенными коллекторами на примере месторождений ОАО «Белкамнефть»
27.	Совершенствование информационной базы для геологического и гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа на примере месторождений ОАО «Белкамнефть»
28.	Особенности проектирования разработки маломощных коллекторов с высоковязкими нефтями на примере месторождений ОАО «Белкамнефть»
29.	Оптимизация процесса разработки девонского объекта Ижевского месторождения с применением уплотняющего бурения БГС на основе геолого-технологической модели
30.	Проект реконструкции системы ППД на месторождениях ЦДПН-23 ОАО «Белкамнефть»
31.	Выбор и обоснование критериев объединения пластов различной проницаемости единым интервалом перфорации (исследование влияния геологической неоднородности пластов на продуктивность скважин, поиск оптимального соотношения проницаемости пропластков в зависимости от свойств пластовых жидкостей и забойного давления с целью минимизации потерь нефти) на примере Киенгопского месторождения нефти
32.	Оптимизация системы ППД Чутырского поднятия с использованием секторной геолого-гидродинамической модели
33.	Исследование влияния скин-фактора на эффективность проведения ГТМ при выборе скважин для оптимизации и интенсификации добычи на примере Ельниковского месторождения
34.	Регулирование процессов вытеснения вязких нефтей при неизотермическом термополимерном воздействии для условий Гремихинского месторождения

35.	Выбор оптимальных методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с ШГН на Лозюкско-Зуринском нефтяном месторождении
36.	Анализ методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с УЭЦН на Чутырской площади и предложения по повышению их эффективности
37.	Оценка эффективности и пути совершенствования методов предотвращения отложения солей в скважинах, оборудованных установками УЭЦН, ШГН
38.	Пути снижения энергетических затрат на подъем нефти в НГДП «УН-Север»
39.	Пути повышения эффективности кислотных обработок на скважинах с карбонатными коллекторами для месторождений ОАО «Белкамнефть»
40.	Выбор и обоснование методов воздействия на ПЗП с целью интенсификации работы скважин на Сосновском месторождении ОАО «Белкамнефть»
41.	Оценка перспективности, выбор и обоснование критериев, подбор скважин для проведения гидромеханической целевой перфорации продуктивных пластов для условий месторождений ОАО «Белкамнефть»
42.	Оценка перспективности, выбор и обоснование критериев, подбор скважин для проведения гидромеханической целевой перфорации продуктивных пластов для условий месторождений ОАО «Белкамнефть»
43.	Оценка экономической и технологической эффективности обработок нефтяных скважин горячей нефтью при борьбе с образованием АСПО на Гремихинском нефтяном месторождении ОАО «Удмуртнефть». Оптимизация процессов тепловых обработок с целью снижения расходов нефти на тепловые обработки. Поиск альтернативных методов
44.	Разработка технологии вывода скважины на режим после проведения ремонтно – изоляционных работ для предотвращения преждевременного обводнения на Чутырском нефтяном месторождении
45.	Обоснование критериев выбора скважин для оптимизации работы глубинно-насосного оборудования. Исследование цикличности формирования «нового» потенциала фонда скважин на примере месторождений ОАО «Удмуртнефть» (Мишкинское или Лиственское месторождения)
46.	Оценка перспективности бурения боковых стволов на месторождениях НГДУ-2 ОАО «Белкамнефть»
47.	Оценка эффективности методов ограничения притока воды на Чутырской площади, разработка предложений по повышению их эффективности
48.	Оценка экономической и технологической эффективности применения методов ПНП ОАО «Удмуртнефть» в зависимости от степени и видов их освоения после проведения КРС, технологии глушения
49.	Применение методов прогнозирования изменений свойств пластовой нефти в процессе разработки нефтяных месторождений с заводнением для оценки остаточных запасов месторождений ОАО «Удмуртнефть»

50.	Оценка эффективности применения водорастворимых полиакриламидов на Киенгопском месторождении, разработка предложений по повышению их эффективности
51.	Повышение эффективности термополимерного заводнения в нефтяных залежах на основе применения методов регулирования физико-химических свойств ПАА и полимер-полимерных систем
52.	Разработка новых технологий повышения качества подготовки воды на УПСВ, УПН для закачки в пласт на Черновском месторождении ОАО «Белкамнефть»
53.	Оптимизация разработки визейского объекта Черновского месторождения
54.	Совершенствование разработки Восточно-Постольского нефтяного месторождения
55.	Анализ причин снижения проницаемости и продуктивности пластов при бурении скважин и меры по их недопущению на Средне-Хулымском месторождении
56.	Эффективность применения технологий вскрытия пластов горизонтальными скважинами на Мишкинском месторождении
57.	Эффективность заводнения при разработке тектонически экранированной залежи нефти Областовского месторождения
58.	Анализ причин отказов насосного оборудования скважин после проведения капитального ремонта скважин, пути уменьшения отказов на Мишкинском месторождении
59.	Анализ эффективности применения кислотосодержащих составов для увеличения производительности добывающих скважин на месторождениях НГДУ-2 ОАО «Белкамнефть» на примере Черновского месторождения
60.	Восстановление скважин методом спуска промежуточных эксплуатационных колонн на Гремихинском месторождении
61.	Комплекс мер и мероприятий по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Киенгопском месторождении
62.	Выбор оптимального варианта разбуривания залежей сложнопостроенных коллекторов с использованием горизонтальных скважин на Турецком месторождении
63.	Анализ разработки северного участка Ижевского месторождения и предложения по повышению эффективности разработки
64.	Прогноз показателей разработки на базе эмпирической модели пласта Красногорского месторождения
65.	Пути увеличения эффективности работы штанговых насосных установок при добыче высоковязких нефтей Гремихинского нефтяного месторождения
66.	Анализ применения эффективной технологии подготовки сточной воды на Мишкинской установке подготовки нефти с целью повышения ее качества при сниженных капитальных затратах
67.	Оценка возможности довыработки запасов нефти боковыми

	горизонтальными стволами на месторождениях НГДУ-2 ОАО «Белкамнефть» на примере Ошворцевско-Дмитриевского месторождения
68.	Пути повышения разработки сложнопостроенных залежей Ершовского месторождения
69.	Анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий по увеличению межремонтного периода и средней наработки на отказ системы скважина – насос на Мишкинском и Лиственском месторождениях
70.	Оптимизация технологии обессоливания нефти на Мишкинской установке подготовки нефти с целью повышения качества товарной нефти
71.	Совершенствование технологии предварительного обезвоживания нефти на Лудошурском месторождении с целью повышения качества утилизируемых пластовых вод
72.	Осложнения при эксплуатации установок электрических центробежных насосов на месторождениях НГДУ «Киенгоп» ОАО «Удмуртнефть». Пути повышения межремонтного периода
73.	Эффективность мероприятий по повышению нефтеизвлечения при разработке залежей нефти на Николаевском месторождении
74.	Анализ выработки запасов и увеличение нефтеотдачи на Якшур-Бодьинском месторождении
75.	Эффективность вскрытия продуктивных пластов методом щелевой перфорации на Быгинском нефтяном месторождении
76.	Оценка технико-экономической эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин на Красногорском месторождении
77.	Осложнения при эксплуатации установок штанговых винтовых насосов на месторождениях НГДУ «Киенгоп» ОАО «Удмуртнефть». Пути повышения межремонтного периода
78.	Перспективы разработки Бурановского месторождения с применением холодного полимерного воздействия
79.	Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи обводненных терригенных продуктивных пластов Вятской площади Арланского месторождения ОАО «Белкамнефть» с применением полимерсодержащих составов и композиций
80.	Анализ эффективности гидроразрывов пластов на месторождениях ОАО «Белкамнефть» (Сосновское месторождение)
81.	Борьба с отложениями солей и асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти на Никольском месторождении
82.	Анализ разработки Красногорского месторождения на основе трехмерной геологической (геолого-фильтрационной) модели
83.	Эффективность закачки оторочки полиакриламида на турнейской залежи Мишкинского месторождения
84.	Анализ и оптимизация работы системы поддержания пластового давления на яснополянском объекте Мишкинского месторождения

85.	Повышение эффективности разработки турнейского объекта Мещеряковского месторождения за счет применения боковых горизонтальных стволов
86.	Эффективность применения методов по предупреждению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании на Восточно-Постольском месторождении
87.	Оптимизация системы разработки девонского объекта Коробовского месторождения
88.	Совершенствование системы разработки и режима эксплуатации залежи на Сосновском месторождении
89.	Применение щелевой разгрузки пласта с целью увеличения продуктивности скважин на месторождениях нефтегазодобывающего управления «Игра»
90.	Эффективность применения методов увеличения проницаемости призабойной зоны на месторождениях нефтегазодобывающего управления «Воткинск»
91.	Оценка эффективности геолого-технических мероприятий на башкирском объекте Гремихинского месторождения на основе геолого-фильтрационной модели
92.	Оценка эффективности геолого-технических мероприятий на турнейском объекте Мишкинского месторождения на основе геолого-фильтрационной модели
93.	Интенсификация добычи нефти на верейско-башкирском объекте Лиственского месторождения
94.	Проектирование разработки визейского объекта Ончугинского месторождения с применением микробиологических методов повышения нефтеотдачи
95.	Причины отказов и разработка эффективных мероприятий по увеличению межремонтного периода и средней наработки на отказ штанговых глубинных насосных установок в скважинах на Чутырской площади Чутырско-Киенгопского месторождения
96.	Повышение нефтеотдачи на верейском объекте Мишкинского месторождения за счет применения вязкоупругих систем
97.	Интенсификация добычи нефти на верейско-башкирском объекте Лиственского месторождения
98.	Увеличение выработки остаточных запасов нефти на Западно-Ельниковском месторождении
99.	Разработка мероприятий по предупреждению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах и нефтепромысловом оборудовании на Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского месторождения
100.	Повышение выработки карбонатных коллекторов с высоковязкими нефтями на Гремихинском месторождении с применением тепловых методов и структурированной воды

7. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Стандарты:

1. Положение об итоговой государственной аттестации выпускников высших учебных заведений Российской Федерации (Приказ МО от 25.03.2003 № 1155. / Министерство образования Российской Федерации // Основы государства и права. - 2003. - 3-6.
2. ГОСТ Р 7.05-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. – Введ. 2009-01-01. – М. : Стандартинформ, 2008. 19 с.

Основная литература:

1. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. - М.: КУБК-а. 1997. - 351 с.
2. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 638 с.
3. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2009. -552 с.
4. Закиров С.Н., Индрупский И.М. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. - М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2009. - 484 с.
5. Антониади Д.Г. и др. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. - Краснодар: "Советская Кубань", 2000, - 464 с.

Дополнительная литература:

1. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф Н.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. - М.: Недра, 1975. - 215 с.
2. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
3. Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. - М.: "Недра", 1988.

4. Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябина З. К. Учет неоднородности продуктивных пластов при проектировании систем разработки. Ежегодник ВНИИ (Теория и практика добычи нефти). М., изд-во “Недра”, 1964.
5. Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябина З. К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М., изд-во “Недра”, 1970.
6. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.
7. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.
8. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 277 с.
9. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского/ Под ред. А.Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
10. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учеб. для вузов. -2-у изд., перераб.и доп. -М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. -365 с.
11. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов. – Самара., 1996. – 440 с.
12. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. - М.: "Нефть и газ", 1996. -284 с.
13. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. Самарское книжное издательство. 1998 г. - 368 с.
14. Кудинов В.И., Колбиков В.С. Создание и промышленное развитие технологий нагнетания теплоносителя на залежах со сложной геологической характеристикой//Нефтяное хозяйство, № 11, 1993.
15. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела: Учебник для вузов. – Москва – Ижевск, Институт компьютерных исследований, УдГУ, 2011.- 728 с.
16. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. Строительство горизонтальных скважин. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007, - 684 с.

17. Желтов Ю.П., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. Москва - Ижевск, 2011г., - 328 с.
18. Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. Интенсификация добычи нефти.- М.: Наука, 1999.
19. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. -308 с.
20. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов РД 153-39.1-004-96, М, 1993.
21. Муслимов Р.Х. Совершенствование разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти. – М.: Недра, 1983 – 112 с.
22. Справочник по добыче нефти/Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. и др.; Под ред. Уразакова К.Р. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
23. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
24. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. Ред. Ш.К. Гиматудинова/ Р.С. Андриаасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
25. Юрчук А.М., Истомина А.З. Расчеты в добыче нефти. Учебник для техникумов, 3-е изд., перераб. И доп.. - М.: Недра, 1979. - 271 с.

Периодические издания:

1. Журнал - "Нефтяное хозяйство".
2. Журнал - "Нефтегазовое дело".
3. Журнал - "Бурение и нефть".
4. Журнал - "Нефтегазовое обозрение".
5. Журнал - "Нефть. Газ. Новации".

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

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ЗАДАНИЕ

по дипломному проектированию студенту Института нефти и газа имени М.С.Гуцериева

Фамилия Имя Отчество

группы полный номер группы

специальности 090600 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

1. **Тема проекта** _____

Утверждена приказом по университету от _____ № _____

2. **Исходные данные к проекту** _____

3. **Содержание** _____

4. **Перечень графического материала, выносимого на защиту** _____

5. **Консультанты по разделам проекта:**

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

- ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР

- ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

6. **Сроки сдачи в ГАК законченного проекта** _____

7. **Дата выдачи задания** «__» _____ 20.... г.

Заведующий кафедрой РЭНГМ _____ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

Руководитель проекта _____ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

Задание принял к исполнению студент _____ Ф.И.О.

ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФГБОУ ВПО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ М. С. ГУЦЕРИЕВА****Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений****ЗАДАНИЕ**

по дипломному проектированию студенту Института нефти и газа имени М.С.Гуцериева Ф.И.О.

группы *О-090600-51*

специальности 090600 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

1. Тема дипломного проекта: «Перспективы внедрения одновременно-раздельной эксплуатации на турнейском и визейском объектах Лиственского месторождения»

Утверждена приказом по университету от 20...г. №.....

2. Исходные данные к проекту: геолого-промысловые отчеты; технологическая схема разработки Лиственского месторождения.

3. Содержание:

ВВЕДЕНИЕ**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

1.1 Общие сведения о Лиственском месторождении. 1.2 Геолого-физическая характеристика Лиственского месторождения. 1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов. 1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды. 1.5 Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения). 1.6. Осложняющие факторы геологического строения Лиственского месторождения. Выводы по разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Текущее состояние разработки Листвеского месторождения. 2.2. Анализ текущего состояния разработки Лиственского месторождения. 2.2.1. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. 2.2.2. Анализ состояния фонда скважин. 2.2.3. Анализ примененных методов увеличения извлечения нефти из пластов, интенсификации добычи на Лиственском месторождении. 2.2.4. Анализ выработки запасов. 2.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки. 2.3. Обоснование применения технологии ОРЭ для увеличения отборов нефти. 2.4. Проектирование ОРЭ визейского и турнейского объектов Лиственского месторождения. 2.5. Определение технологической эффективности при реализации ОРЭ. 2.5.1. Исходные данные для определения технологической эффективности. 2.5.2. Выбор метода определения технологической эффективности. 2.5.3. Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения. Выводы по разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения. 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта. 3.3. Расчет экономических показателей проекта. 3.3.1. Платежи и налоги. 3.3.2. Капитальные вложения. 3.3.3. Эксплуатационные затраты. 3.3.4. Выручка от реализации. 3.3.5. Прибыль от реализации. 3.3.6. Поток денежной наличности. 3.3.7. Индекс доходности. 3.3.8. Период окупаемости вложенных средств. 3.4. Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с утвержденным вариантом и выбор варианта, рекомендуемого к реализации. Выводы по разделу.

IV. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. План конкретных мероприятий по обеспечению требований промышленной безопасности при проектировании технологии ОРЭ. 4.2.

План конкретных мероприятий по обеспечению санитарно-гигиенических требований при проектировании технологии ОРЭ. 4.3. План конкретных мероприятий по обеспечению требований противопожарной безопасности при проектировании технологии ОРЭ. Выводы по разделу.

V. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1. Источники воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу, биоту при проектировании технологии ОРЭ. 5.2. План мероприятий, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей среды и охраны недр при проектировании технологии ОРЭ. Выводы по разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

4. Перечень графического (презентационного) материала, выносимого на защиту (название слайдов): тема дипломного проекта и ее актуальность; обзорная карта; геологический профиль Лиственского месторождения; геолого-физическая характеристика продуктивных пластов; запасы нефти, газа; карта разработки по объектам Лиственского месторождения; схема оборудования ОРЭ; график основных технологических показателей вариантов разработки; таблица сравнения технико-экономических показателей проектируемого варианта с утвержденным вариантом.

5. Консультанты по разделам проекта:

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

- ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР

- ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

6. Сроки сдачи в ГАК законченного проекта «___» _____ 20.... г.

7. Дата выдачи задания «___» _____ 20.... г.

Заведующий кафедрой РЭНГМ _____ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

Руководитель проекта _____ - ученая степень, ученое звание, Ф.И.О.

Задание принял к исполнению студент _____ Ф.И.О.

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

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**по специальности 090600 – разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений**

на тему

**«Перспективы внедрения одновременно-раздельной эксплуатации на
турнейском и визейском объектах Лиственского месторождения»**

Работу выполнил

студент группы

Ф.И.О.

Научный руководитель,

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Консультанты:

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

IV. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

V. РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Нормоконтроль

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Заведующий кафедрой РЭНГМ

ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

(решение о допуске)

«___» _____ 20.... г.

Ижевск 20.... Г

Приложение 3

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

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

Свойства пластовой нефти ____ пласта ____ месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	диапазон значений	принятые значения
1	2	3
Пластовое давление, МПа		
Пластовая температура, °С		
Давление насыщения, МПа		
Газосодержание, м ³ /т		
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т Р ₁ = МПа; t ₁ =...°С Р ₂ = МПа; t ₂ =...°С Р ₃ = МПа; t ₃ =...°С Р ₄ = МПа; t ₄ =...°С		
Плотность в условиях пласта, кг/м ³		
Вязкость в условиях пласта, мПа с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴		
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С: - при однократном (стандартном) разгазировании - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		

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

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

Свойства и состав пластовых вод

пласта _____ месторождения _____

(по результатам анализа вод _____ водоносного комплекса)

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

Состояние реализации проектного фонда скважин

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

Характеристика фонда скважин

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

Приложение 11

Исходные данные для расчета экономических показателей

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

Продолжение таблицы

№ п/п	Показатели	Значения
4.	Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):	
	Обслуживание добывающих скважин (с общепромысловыми затратами), млн. руб./скв.-год	
	Обслуживание нагнетательных скважин (с общепромысловыми затратами) млн. руб./скв.-год	
	Сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости	
	Ликвидационные затраты, млн. руб.	
5.	Дополнительные данные:	
	Норма амортизации, %	
	Норматив приведения разновременных затрат, %	
	Курс доллара США, руб./\$	
	Другие дополнительные данные, используемые при оценке экономической эффективности проекта	

Приложение 12

**Соотношение размерностей величин, используемых в нефтепромысловой
практике, в общепринятой системе и системе СИ**

Величина	Общепринятое обозначение	Обозначение в системе СИ	Соотношение
1	2	3	4
Длина	м	м	
Площадь	м ²	м ²	
Объем	м ³	м ³	
Масса	т	кг	1 т = 10 ³ кг
Время (*)	сут	с	1 сут = 86400 с
Вес	кгс	Н	кгс = 9,8 Н
Давление	кгс/см ²	Па	1 кгс/см ² = 0,98*10 ⁶ Па 1 Па = 1 Н/м ² 1 МПа = 10 ⁶ Па 1 кгс/см ² = 0,98*10 ⁻¹ МПа
Дебит (*) Массовый Объемный	т/сут м ³ /сут	кг/с м ³ /с	1 т/сут = 11,57*10 ⁻³ кгс/с 1 м ³ /сут = 11,57*10 ⁻⁶ м ³ /с 1 м ³ /сут = 11,57 см ³ /с
Плотность	г/см ³	кг/м ³	1 г/см ³ = 1 т/м ³ = 10 ³ кг/м ³
Вязкость Динамическая	П, сП	Па*с	1 П = 10 ² сП = 10 ⁻¹ Па*с 1 сП = 10 ⁻³ Па*с = 1 мПа*с
Кинематическая	Ст, сСт	м ² /с	1 Ст = 10 ² сСт = 10 ⁻⁴ м ² /с 1 сСт = 10 ⁻⁶ м ² /с
Проницаемость	Д	м ²	1 Д = 10 ⁻¹² м ² 1 мД = 10 ⁻³ Д = 1,02*10 ⁻¹⁵ м ² 1 мкм ² = 10 ⁻¹² м ² 1,02*10 ⁻¹² м ² = 1 мкм ² 1 Д = 1 мкм ²
Газопроводность	Д*см/сП	м ² *м/Па*с	*см/сП = 1,02*10 ⁻¹¹ (м ² *м) / (Па*с)
Коэффициент продуктивности (*) Объемный	(м ³ /с) (кгс/см ²)	м ³ /с Па	1 (м ³ /с)/(кгс/см ²) = = 1,181*10 ⁻¹⁰ (м ³ /с)/Па
Массовый	(м ³ /с) (кгс/см ²)	кг/с Па	1 (т/сут)/(кгс/см ²) = = 1,181*10 ⁻⁷ (кгс/с)/Па
Коэффициент пьезопроводности	см ² /с	м ² /с	1 см ² /с = 10 ⁻⁴ м ² /с
Коэффициент упругости	(кгс/см ²) ⁻¹	Па ⁻¹	1 (кгс/см ²) = 1,02*10 ⁻¹⁰ Па ⁻¹

ОТЗЫВ РЕЦЕНЗЕНТА О ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

Выпускная квалификационная работа выполнена

Студентом _____ (Ф.И.О. полностью)
Института нефти и газа имени М.С. Гущериева
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
группы _____
специальности 090600 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
рецензент _____ (Ф.И.О. полностью, ученая степень, звание, должность)

ОЦЕНКА ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

№	Показатели	Оценочное суждение
1.	Актуальность тематики работы	
2.	Степень полноты обзора состояния вопроса и корректность постановки задачи	
3.	Уровень и корректность использования в работе различных методов исследований	
4.	Степень комплексности работы, применения в ней знаний различных дисциплин	
5.	Ясность, четкость, последовательность и обоснованность изложения	
6.	Применение современного математического и программного обеспечения, информационных технологий	
7.	Качество оформления выпускной квалификационной работы: общий уровень грамотности, стиль изложения, качество иллюстраций, соответствие требованиям стандартов	
8.	Объем и качество выполнения графического материала, его соответствие тексту и стандартам	
9.	Оригинальность и новизна полученных результатов	

Отмеченные достоинства

Отмеченные недостатки

Итоговая оценка (в баллах) _____

« ___ » _____ 20 ___ г. Рецензент _____
(подпись)

Учебное издание

Сергей Юрьевич Борхович

Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы
для студентов очной и заочной форм обучения специальности 090600 –
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Напечатано в авторской редакции

с оригинал – макета заказчика

Подписано в печать 18.01.13. Формат 60×84 1\8.

Печать офсетная. Усл.печ.л 14,8. Уч.-изд.л. 5,8.

Тираж 50 экз. Заказ №

Издательство «Удмуртский государственный университет».

426034, Ижевск, Университетская, 1, корп.4.