

**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, А.М. Насыров, В.Р. Драчук

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

**по выполнению выпускной квалификационной работы
для студентов очной и заочной форм обучения
направления подготовки бакалавров 21.03.01 – «Нефтегазовое дело»,
профиля 21.03.01.01– Эксплуатация и обслуживание объектов добычи
нефти**



Ижевск

2015

УДК 622.276.1 (07)

ББК 33.361.я7

Б 838

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом УдГУ

Рецензент: д.т.н., профессор, Хавкин А.Я.

Борхович С.Ю., Насыров А.М., Драчук В.Р.

Б 838 Методическое пособие по выполнению выпускной квалификационной работы для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки бакалавров 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», профиля 21.03.01.01 – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти, Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2015. - 98 с.

В методическом пособии изложены требования к структуре, содержанию и оформлению ВКР. Методическое пособие рассчитано на студентов Института нефти и газа имени М.С. Гущериева, будет полезно преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование.

УДК 622.276.1 (07)

ББК 33.361.я7

© С.Ю. Борхович, 2015
© ФГБОУ ВПО «Удмуртский
государственный университет», 2015

Содержание

Введение	4
1. Общие положения	4
2. Структура и содержание дипломного проекта	8
3. Методики расчета технологической эффективности	17
4. Методика расчета экономических показателей дипломной работы	40
5. Основные требования и правила оформления текстовой части ВКР	50
5.1. Правила оформления расчетно-пояснительной записки	50
5.2. Оформление иллюстраций (рисунков)	52
5.3. Оформление таблиц	53
5.4. Оформление расчетных формул	55
5.5. Оформление ссылок на литературные источники	56
5.6. Оформление списка использованных источников	57
5.7. Оформление приложения	58
6. Защита ВКР, критерии оценки ВКР	58
7. Рекомендуемые темы для ВКР	65
8. Список рекомендуемой литературы	72
Приложение 1. Отзыв научного руководителя выпускной квалификационной работы	83
Приложение 2. Выпускная квалификационная работа (титульный лист)	84
Приложение 3. Задание на ВКР студенту Института нефти и газа имени М.С. Гуцериева	85
Приложение 4. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	89
Приложение 5. Свойства пластовой нефти	90
Приложение 6. Состояние запасов нефти	91
Приложение 7. Состояние реализации проектного фонда скважин	92
Приложение 8. Характеристика фонда скважин	93
Приложение 9. Исходные данные для расчета экономических показателей	94
Приложение 10. Соотношение размерностей величин, используемых в нефтепромысловой практике, в общепринятой системе и системе СИ	96

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее методическое пособие устанавливает регламентированные требования, структуру и правила оформления выпускных квалификационных работ, выполняемых студентами, обучающихся по профилю 21.03.01 – «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» в соответствии с требованиями ФГОС ВО направления подготовки бакалавров 21.03.01.01 «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 ФГОС.

Методические указания будут полезны специалистам-совместителям, ведущим дипломное и курсовое проектирование.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выпускные квалификационные работы (далее – ВКР) выполняются в формах, соответствующих уровням высшего образования. Форма ВКР определяется в соответствии с требованиями Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования. ВКР бакалавра представляет собой законченное исследование, в котором анализируется одна из теоретических и (или) практических проблем в области профессиональной деятельности, и должна отражать умение самостоятельно разрабатывать избранную тему и формулировать соответствующие рекомендации.

ВКР имеет своей целью:

- систематизацию, закрепление и расширение теоретических знаний, практических умений и навыков по направлению (специальности);

- выявление уровня подготовленности студентов к самостоятельной работе, исходя из полученных знаний и сформированных профессиональных компетенций, позволяющих осуществлять расчетно-аналитическую работу, решать профессионально значимые задачи, аргументированно защищать свою точку зрения.

Тематика ВКР формируется кафедрой, отражает проблемы по соответствующему направлению подготовки, ежегодно актуализируется.

На период работы над ВКР студенту назначается руководитель, а в случае необходимости и консультант по отдельным разделам ВКР за счет лимита времени, отведенного на руководство ВКР.

Выбор темы ВКР осуществляется студентом после консультаций с руководителем.

Студент вправе предложить свою тему, обосновав ее актуальность, целесообразность, согласовать с руководителем ВКР до утверждения тем директором Института нефти и газа.

Согласовав тему ВКР, студент пишет заявление о закреплении темы ВКР и руководителя на имя заведующего кафедрой.

Перечень выбранных студентами тем ВКР подлежит согласованию с заведующим выпускающей кафедры и утверждению приказом ректора о закреплении тем ВКР.

Изменение или корректирование (уточнение) темы допускается в исключительных случаях по просьбе руководителя ВКР с последующим её утверждением ректором Университета. В этом случае по представлению заведующего кафедрой издается дополнение к приказу «Об утверждении тем ВКР и научных руководителей» (не позднее начала дипломного проектирования).

ВКР должна отвечать следующим требованиям:

- быть актуальной;
- носить научно-исследовательский, практический характер;

- отражать умение студента-выпускника самостоятельно обобщать, систематизировать и анализировать материалы пройденных практик и корректно использовать статистические данные, опубликованные материалы и иные научные исследования по избранной теме с соблюдением достоверности цитируемых источников;
- иметь четкую структуру, завершенность, отвечать требованиям логичного, последовательного изложения материала, обоснованности сделанных выводов и предложений;
- содержать теоретические положения, самостоятельные выводы и рекомендации.

Координацию и контроль подготовки ВКР осуществляет руководитель ВКР, являющийся, как правило, преподавателем выпускающей кафедры.

Руководитель ВКР бакалавра должен вести дисциплину профессионального цикла соответствующего профиля, иметь ученую степень и (или) ученое звание либо обладать практическим опытом работы по направлению темы ВКР.

Допускается привлечение к руководству ВКР на условиях совместительства профессоров и доцентов из других вузов, научных сотрудников, имеющих ученое звание и (или) ученую степень, а также высококвалифицированных специалистов предприятий, по которой выполняется ВКР, и стаж практической деятельности в указанных сферах.

В обязанности руководителя ВКР входит:

- а) составление и выдача задания на ВКР;
- б) контроль выполнения ВКР;
- в) формирование и выдача рекомендаций по подбору и использованию источников и литературы по теме ВКР;
- г) консультирование студента по вопросам выполнения ВКР согласно установленному на семестр графику консультаций;
- д) анализ содержания ВКР и выдача рекомендаций по его доработке (по отдельным разделам, подразделам и в целом);

- е) информирование о порядке и содержании процедуры защиты (в т.ч. предварительной);
- ж) консультирование (оказание помощи) в подготовке выступления, подборе наглядных материалов к защите;
- з) составление письменного отзыва о ВКР (**Приложение 1**), в котором отражается:
- актуальность ВКР; степень достижения целей ВКР;
 - наличие элементов методической и практической новизны;
 - наличие и значимость практических предложений и рекомендаций, сформулированных в ВКР;
 - правильность оформления ВКР, включая оценку структуры, стиля, языка изложения, а также использования табличных и графических средств представления информации;
 - обладание автором работы профессиональными компетенциями;
 - оценка выполненной ВКР;
 - недостатки ВКР;
 - рекомендация ВКР к защите.

Ответственность за руководство и организацию выполнения ВКР несет кафедра и непосредственно руководитель ВКР.

За все сведения, изложенные в ВКР, принятые решения и за правильность всех данных ответственность несет непосредственно студент – автор ВКР.

К защите ВКР допускаются студенты, успешно завершившие в полном объеме теоретический и практический курс обучения, прошедшие все виды практик по направлению высшего образования и успешно сдавшие государственный экзамен.

Допуск к защите ВКР оформляется приказом ректора УдГУ.

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, технологии добычи и сбора 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 (**Приложение 2**);
- задание на проектирование (**Приложение 3**);
- аннотацию;
- содержание;
- основную текстовую часть проекта, состоящую из разделов, определенных заданием;
- заключение;
- список использованных источников;
- приложения.

Титульный лист является первой страницей ВКР.

Задание на проектирование – студент согласует с руководителем с учетом темы ВКР, после подписания задания руководителем и заведующим кафедрой студент приступает к выполнению ВКР.

АННОТАЦИЯ

В аннотации указывается цель написания работы, краткое ее содержание и основные результаты, полученные в ходе исследования.

Основная текстовая часть расчетно-пояснительной записки должна включать:

ВВЕДЕНИЕ (объем 1-2 стр.);

1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 10-15 стр.);

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 30-40 стр.);

3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 10-15 стр.);

ЗАКЛЮЧЕНИЕ (объем 2-3 стр.)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ (не мене 15-20 источников).

Рекомендуемый объем ВКР бакалавра должен составлять – 60-75 страниц (без учета приложений).

Во ВВЕДЕНИИ излагается значение и современное состояние рассматриваемой проблемы, которой посвящена дипломная работа, четко обосновывается актуальность ВКР, теоретическая и (или) практическая значимость, формулируется цель и задачи ВКР, определяются методы исследования, дается краткий обзор информационной базы исследования.

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ *включает только те пункты, которые отвечают тематике ВКР и не перегружают работу излишней информацией:*

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения; 1.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов; 1.3. Физико-химические свойства нефти, газа, воды; 1.4. Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения); 1.5. Осложняющие факторы горно-геологических условий данного месторождения на существующей стадии разработки. Выводы по геологическому разделу (*способствующие раскрытию и (или) обоснованию темы ВКР*).

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения

В разделе приводится краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза площади. Дается характеристика залежи (с которой связана тема работы), тип залежи по фазовому состоянию УВ, литологическая характеристика пластов, покрышек и вмещающих пород; приводится описание структурных планов залежей по кровле проницаемых частей продуктивных горизонтов; показываются зоны замещения и вклинивания коллекторов, тектонические нарушения. Указываются высоты газовых шапок, нефтяных

частей залежей, их размеры площади, абсолютные отметки ВНК, ГНК, ГВК. Отражаются изменения нефтенасыщенных толщин, коэффициентов расчлененности и песчаности по площади залежи. Фактические данные, характеризующие геологическое строение залежи по продуктивным горизонтам систематизируются в таблицу (Приложение 4). 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; геологический профиль по продуктивной толще месторождения.

1.2. 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, коэффициент 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.

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.

1.3. Физико-химические свойства нефти, газа, воды

В разделе приводятся результаты анализа изменения свойств нефти (плотности, давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости в пластовых условиях) по площади и разрезу залежей.

В газонефтяных и нефтегазовых залежах особое внимание уделяется переходной зоне ниже ГНК, в нефтяных залежах – в зоне ВНК. (Приложение 5).

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

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

Начальные запасы приводятся по последнему подсчету, а остаточные балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа и др. компонентов – на дату составления дипломного проекта (Приложение 6).

1.5. Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении

В разделе приводятся осложняющие факторы по геологическому строению залежей, структуре запасов и характеристике пластовых флюидов (наличие крайне неоднородных, трещиновато-порово-кавернозных карбонатных коллекторов, отложений АСПО, солей, образование эмульсии), 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 (*требования к структуре технологического раздела определяются темой ВКР, структура технологического раздела может быть видоизменена, нижеизложенная структура носит рекомендательный характер*).

2.1. Характеристика текущего состояния разработки нефтяного месторождения

Приводится краткая 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 состояния фонда скважин (*носит рекомендательный характер*)

Приводятся данные о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату проектирования (**Приложение 7,8**).

Дается 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.

2.3. Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификацию добычи нефти на данном месторождении (*носит рекомендательный характер*)

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.

2.4. Состояние выработки запасов нефти (*носит рекомендательный характер*)

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).

2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки (*носит рекомендательный характер*)

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

2.6. Выбор данного раздела предопределяется темой ВКР, примеры:

- *выбор методов предупреждения и удаления отложений солей и АСПО;*
- *мероприятия по ограничению (регулированию) водопритока;*
- *системная технология управления продуктивностью скважин;*
- *выбор методов антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования;*
- *разработка мероприятий по совершенствованию методов ОПЗ;*
- *оптимизация работы нефтяных и нагнетательных скважин;*
- *основные направления повышения МРП и СНО скважин, оборудованных насосными установками;*
- *мероприятия по снижению энергетических затрат на подъем нефти;*
- *выбор оптимальных режимов работы скважин, оборудованных насосными установками;*
- *геолого-технические мероприятия по повышению эффективности ППД;*
- *оптимизация методов борьбы со скважинными осложнениями;*
- *повышение надежности работы систем сбора скважинной продукции;*
- *методы повышения продуктивности скважин (воздействие на ПЗП, воздействие на пласт);*
- *реанимация скважин с низкой степенью выработки удельных извлекаемых запасов.*

2.7. Литературный обзор по теме ВКР. Цель литературно обзора – на основе максимально полного охвата источников информации по теме ВКР показать актуальность разрабатываемой проблематики выпускной работы.

Задачами обзора являются: поиск источников информации и сбор материала по проблематике ВКР; анализ и систематизация собранной информации с позиций проблематики выполняемой выпускником работы; выводы об актуальности тематики ВКР.

Результат информационного поиска – обширный материал, максимально возможно раскрывающий картину технического и технологического уровней достижений и разработок в области тематики выпускной работы либо смежных областях, а также позволяющий сделать вывод о наличии либо отсутствии подобных проблематике ВКР разработок.

Систематизированная информация позволяет оценить достоинства и недостатки существующих разработок, сравнить их технические характеристики. Анализ известных технических решений позволяет выбрать аналог, который станет базой для дальнейшего проектирования системы разработки объекта, и позволит показать актуальность тематики ВКР.

На основе анализа дается оценка принимаемого технологического решения (повышения нефтеизвлечения, совершенствования системы разработки, интенсификации притока нефти, увеличения межремонтного периода и т.д.), ставится цель работы, выявляется круг задач, решение которых имеет практическое значение, намечаются пути достижения этой цели.

От качества литературно-патентного обзора зависит уровень и своевременность написания ВКР.

2.8. Выбор и обоснование проектируемого технического решения для увеличения извлечения нефти из пластов, оптимизации сбора и подготовки скважинной продукции

В подразделе приводится обоснование проектируемого технического решения по совершенствованию системы разработки или интенсификации добычи нефти с учетом выявленных недостатков в текущем состоянии системе разработки (подраздел 2.5).

2.9. Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении

В разделе подробно излагается принцип реализации принятого технологического решения.

2.10. Определение технологической эффективности при реализации технического решения

Приводятся исходные данные для определения технологической эффективности. Приводится подробная методика расчета технологических показателей, при помощи которых можно оценить эффективность принятого технологического решения. Выполняется расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения.

2.11. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ

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 9).

3.3. Расчет экономических показателей проекта (по подразделам 3.3.2, 3.3.7, 3.3.8, 3.3.9 проводятся расчеты если необходимы капитальные затраты для реализации предложенного технического решения)

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

3.3.9. Период окупаемости вложенных средств

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

Выводы по разделу.

Требования к содержанию задания по разделу **«ЗАКЛЮЧЕНИЕ»**.

В заключении должны быть сделаны выводы по каждой задаче, решенной в рамках дипломной работы. «Заключение» составляется на основе выводов, сделанных по каждому разделу. В заключении отражаются общие результаты ВКР, формулируются обобщенные выводы и предложения, указываются перспективы применения результатов на практике и возможности дальнейшего исследования проблемы.

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. Как правило, не менее 25% источников должны быть изданы в последние пять лет.

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

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

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 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

3.1. Методика прогноза технологической эффективности химической обработки призабойных зон пласта добывающих скважин

Одним из вариантов оценки влияния раскольматации ПЗП на технологические показатели работы скважины является использование классического уравнения Дюпюи для установившегося радиального притока нефти к забою скважины с учетом фильтрационных сопротивлений в ПЗП:

$$Q = \frac{kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{18.41 B_n \mu_n \ln(R_k / r_c - 0.75 + S)}, \quad (1)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут; k – проницаемость продуктивного пласта, мД; h – вскрытая толщина пласта, м; $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}$ – давление пластовое и забойное давление в стволе скважины, соответственно, атм; B_n – объемный коэффициент нефти, м³/м³; μ_n – вязкость нефти, сПз; R_k и r_c – радиус контура питания и ствола скважины соответственно, м; S – скин-фактор.

Второй вариант вычисления значений S состоит в знании величин коэффициента нарушенной (пониженной) проницаемости k_s радиусом R_s от ствола скважины и естественной проницаемости k в удаленной зоне пласта:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{R_s}{r_c}, \quad (2)$$

Прирост дебита скважины прогнозируется при снижении скин-фактора до 0 при обработках с удалением кольматирующего вещества (восстановление продуктивности) и до -5 при кислотных обработках карбонатных коллекторов (стимуляция матрицы).

Расчет максимально возможного значения коэффициента продуктивности (для «незагрязненного» пласта):

$$PI_{\text{прод}}^{\text{макс}} = \frac{2\pi hk\rho_{\text{пл}}}{\mu_{\text{пл}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (3)$$

где k – проницаемость «незагрязненного» пласта, h – толщина пласта, $\mu_{\text{пл}}$ – вязкость пластовой продукции, $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания, $r_{\text{с}}$ – радиус скважины.

Коэффициент продуктивности скважины до обработки:

$$PI_{\text{прод}} = \frac{2\pi h\rho_{\text{пл}}}{\mu_{\text{пл}} \left(\frac{1}{k} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + \frac{1}{k_{\text{с}}} \ln \frac{R_{\text{с}}}{r_{\text{с}}} \right)}, \quad (4)$$

где $k_{\text{с}}$ – проницаемость поврежденной скин-зоны, $R_{\text{с}}$ – радиус скин-зоны.

Максимально возможная степень восстановления продуктивности скважины:

$$\alpha_{\text{вос}}^{\text{макс}} = (PI_{\text{прод}}^{\text{макс}} - PI_{\text{прод}}) / PI_{\text{прод}}^{\text{макс}} \quad (5)$$

Целевое значение уровня восстановления продуктивности (расчет требуемого восстановления продуктивности по экономической целесообразности или экспертно):

$$\alpha_{\text{вос}}^{\text{цп}} = \alpha_{\text{вос}}^{\text{макс}} \cdot n_{\text{экс}} \quad (6)$$

где $n_{\text{экс}}$ – коэффициент снижения прироста добычи, рассчитываемый по экономическим показателям или экспертно.

Целевое значение коэффициента продуктивности ПЗП (после обработки):

$$PI'_{\text{прод}} = PI_{\text{прод}} / (1 - \alpha_{\text{вос}}^{\text{цп}}) \quad (7)$$

Дебит скважины до обработки:

$$Q = PI_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (8)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на последнюю дату, МПа, $P_{\text{заб}}$ – забойное давление на последнюю дату, МПа.

Дебит скважины после обработки:

$$Q' = PI'_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}). \quad (9)$$

Дополнительная добыча за N месяцев длительности эффекта:

$$Q_{\text{доп}} = (Q' - Q) \cdot N. \quad (10)$$

Оценку эффективности обработок осуществляется по четырем методам.

1) Прямой метод оценки технологической эффективности. Заключается в непосредственном определении дебита жидкости и обводненности до и после обработки. Применяется в том случае, когда скважина эксплуатируется при практически постоянном дебите (изменение его в течение полугода колеблется в пределах $\pm 10\%$ от среднего значения).

2) Второй метод основан на анализе зависимости падения дебита нефти во времени (при естественном режиме разработки). Этот метод применяется при эксплуатации скважины на естественном режиме, а дебит ее непрерывно снижается.

3) Третий метод основан на анализе характеристик вытеснения* (при обводнённости скважины свыше 30% и нахождении её в зоне воздействия нагнетательной скважины). Применяется при эксплуатации обводнённой скважины в условиях поддержания пластового давления.

Расчет технологических показателей проводится по режимным кривым отборов, совмещенными с характеристиками вытеснения. Режимная кривая отборов представляет собой зависимость суммарных объемов нефти во времени при режиме установившихся текущих отборов жидкости, преобразованную из координат «накопленная добыча нефти – накопленная добыча жидкости».

В основу оценки эффективности воздействия положено использование характеристик вытеснения, подобранных методом минимизации риска. В расчетах используются интегральные и дифференциальные модели (характеристики вытеснения). Дифференциальные модели - определяют соотношение, связывающее среднесуточные значения дебитов нефти или жидкости со временем или накопленным отбором жидкости. Интегральные характеристики вытеснения - эмпирическая зависимость между величинами накопленных отборов нефти и жидкости.

Дополнительная добыча от ОПЗ определяется как разница между фактическими результатами в период применения ОПЗ и экстраполированными базовыми показателями разработки.

Расчеты базовых показателей на скважине применения ОПЗ производятся по следующей методике.

1. Выбирается базовый интервал времени, характерный для работы скважины до применения ОПЗ.

2. Выбирается вид характеристики вытеснения: интегральная либо дифференциальная (в зависимости от обводненности).

3. Вычисляются (с помощью интегральных или дифференциальных моделей) базовые значения месячных и накопленных отборов нефти. При этом за базовый уровень добычи жидкости принимается уровень равный фактическому значению добычи жидкости в базовый период.

4) Четвертый метод является гидродинамическим и основан на сравнении результатов гидродинамических исследований скважины до и после обработки. Этот метод при наличии результатов соответствующих исследований следует использовать как дополнение к первым трем.

3.2. Характеристики вытеснения нефти *

Характеристикой вытеснения называют эмпирическую зависимость типа накопленная добыча нефти - накопленный отбор жидкости. Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой.

Характеристики вытеснения позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов разработки в безразмерном виде позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

В практике разработки нефтяных месторождений, наряду с другими методами, характеристики вытеснения используются для оценки

эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки. Внесение изменений в систему разработки, связанных с вовлечением в активную разработку нефтенасыщенных участков и зон продуктивных пластов, отражается на форме характеристик вытеснения, поскольку меняется характер динамики обводнённости продукции.

Эта особенность характеристик вытеснения используется в практике разработки нефтяных месторождений для количественной оценки мероприятий по повышению ее эффективности.

Используемые в практике характеристики вытеснения можно разделить на два вида - интегральные и дифференциальные.

Интегральные характеристики вытеснения, как правило, устойчивы слабо "реагируют" на случайные кратковременные изменения процесса разработки месторождения, и меняют свою форму лишь при существенных изменениях процессов извлечения нефти в значительном объеме разрабатываемого пласта.

Дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча нефти, нефтесодержание в отбираемой продукции или водонефтяной фактор, значительно менее устойчивы, требуют более тщательной обработки данных, "отсеивания" случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.

Надежность количественных оценок эффективности МПН пластов по характеристикам вытеснения в значительной степени зависит от достоверности представления геологического строения объекта разработки или его участка, величины запасов нефти, степени и характера их выработки, стабильности системы разработки, порядка и темпа ввода в разработку месторождения или его участков, перемещения запасов нефти из одних частей залежи в другие, а также от характера и объемов проводившихся мероприятий в предшествующий период. Различное сочетание этих основных факторов может оказывать существенное влияние на поведение характеристик вытеснения в процессе извлечения запасов нефти. Основным признаком, определяющим возможность

использования конкретной интегральной характеристики вытеснения для экстраполяции на прогнозный период, является прямолинейный характер на конечном участке к моменту начала применения гидродинамического метода повышения нефтеотдачи (методы регулирования) на рассматриваемом объекте. Этим обстоятельством, по существу, и объясняется многообразие видов интегральных характеристик вытеснения, предложенных различными исследователями, каждая из которых, в зависимости от конкретных условий и особенностей процесса выработки запасов нефти, может оказаться наиболее приемлемой.

Характеристики вытеснения могут применяться для оценки эффективности практически всех методов гидродинамического воздействия на продуктивные пласты, за исключением, возможно, подгазовых зон газонефтяных объектов разработки.

Следует иметь в виду, что изменение формы характеристики вытеснения может быть связано как с вовлечением в активную разработку недренируемых или слабодренируемых запасов нефти (в тупиковых зонах, отдельных прослоях, линзах и т.д.), так и с перераспределением отборов жидкости и закачки воды по скважинам, т.е. гидродинамическое воздействие может оказывать влияние как на конечную, так и на текущую нефтеотдачу. Поэтому при оценке технологической эффективности мероприятий следует использовать результаты текущего геолого-промыслового анализа с целью определения дополнительно вводимых в разработку запасов нефти в результате изменения систем воздействия, бурения самостоятельных скважин на отдельные прослои, линзы, тупиковые и слабо-дренируемые зоны.

Поскольку величины запасов нефти в этих зонах обычно невелики по сравнению с общими запасами нефти объекта разработки, влияние ввода их в активную разработку может оказаться слабо заметным на форме характеристики вытеснения. В этих случаях объемы добычи нефти, полученные из дополнительно введенных в разработку балансовых запасов нефти, должны

определяться отдельно и целиком относиться к методу гидродинамического воздействия.

Использование характеристик вытеснения по отдельным скважинам для оценки эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи является весьма условным из-за существенных изменений режима работы каждой из них в течение периода эксплуатации и взаимовлияния работы окружающих скважин. В связи с этим использование скважинных характеристик вытеснения для оценки технологической эффективности гидродинамического воздействия не рекомендуется.

Для методов гидродинамического воздействия, предусматривающих вовлечение в активную разработку недренируемых запасов нефти, в начальный период разработки объекта рекомендуется применение дифференциальных характеристик вытеснения ввиду низкой обводнённости продукции.

Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться характеристики вытеснения различного вида, основными из которых являются следующие:

$$\frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = A + BQ_{в} \quad (\text{предложена Назаровым С.Н. и Сипачевым Н.В.}) \quad (11)$$

$$Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{ж}} \quad (\text{предложена Камбаровым Г.С. и др.}) \quad (12)$$

$$Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{ж}} \quad (\text{предложена Пирвердяном А.М. и др.}) \quad (13)$$

$$Q_{н} = A + BQ_{ж}^c \quad (\text{предложена Казаковым А.А.}) \quad (14)$$

$$Q_{н} = A + B \frac{q_{н}}{q_{в}} \quad (\text{предложена Черепахиным Н.А. и Мовмыгой Г. Т.}) \quad (15)$$

$$Q_{н} = A + B \ln Q_{ж} \quad (\text{предложена Сазоновым Б.Ф.}) \quad (16)$$

$$Q_{н} = A + B \ln Q_{в} \quad (\text{предложена Максимовым М.И.}) \quad (17)$$

$$Q_{н} = A + B \ln \frac{q_{в}}{q_{н}} \quad (\text{предложена Гарбом Ф.А. и Циммерманом Э.Х.}) \quad (18)$$

$$\frac{Q_B}{Q_H} = A + B e^{c Q_H} \quad (\text{предложена Французским институтом}) \quad (19)$$

$$\ln n_H = A + B \lg Q_J \quad (20)$$

$$q_H = q_0 e^{-\alpha t} \quad (21)$$

$$q = \frac{q_0}{1 - \beta t} \quad (22)$$

$$КИН = Q_H / V_{БАЛ} = Q_J / V_{БАЛ} \quad (23)$$

$$КИН = Q_H / V_{БАЛ} = q_H / V_{БАЛ} \quad (24)$$

где Q_H , Q_B , Q_J - накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно; q_H , q_B , q_J - добыча нефти, воды, жидкости по годам разработки соответственно; A , B , c , α , β - коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных; n_H - среднегодовая доля нефти в добываемой жидкости; q_0 - годовая добыча нефти за первый год рассматриваемого периода; T - время, годы; $V_{БАЛ}$ - балансовые запасы нефти в пластовых условиях; $КИН$ - коэффициент извлечения нефти.

Для расчета технологической эффективности применения соляно-кислотной обработки (СКО) на скважинах по характеристикам вытеснения, рекомендуется использовать следующие характеристики вытеснения: Сазонова Б.Ф., Максимова М.И., Пирвердяна А.М., Камбарова Г.С., Назарова С.Н.

Для этого построим графики зависимости Q_H от $(\ln Q_J)$, Q_H от $(\ln Q_B)$, Q_H от (Q_B / Q_J) , $Q_H \operatorname{om}(1 / \sqrt{Q_J})$ Q_J / Q_H от (Q_B) .

Подставляя фактические значения текущей добычи жидкости после СКО, определяются три значения возможной текущей добычи нефти, которые могли бы быть получены, если бы не было осуществлено воздействие на пласт. Вычитая эти расчетные значения текущей добычи из фактической добычи на ту же дату, определяются три значения возможной дополнительной добычи нефти в результате СКО.

Характеристики вытеснения нефти водой являются одним из инструментов расчета эффективности выработки запасов. К тому же

характеристики применимы и являются надежными и для анализа и прогноза процесса добычи нефти как на определенный этап разработки, так и на перспективу, так как основываются на фактических показателях разработки залежей и учитывают геолого-физическую характеристику пласта и насыщающих его флюидов, а также особенности эксплуатации скважин, систему и плотность их размещения.

Интегральные характеристики вытеснения видов (12), (13), (16), (23) и дифференциальные характеристики вытеснения видов (20), (21), (22) и (24) являются наиболее простыми и удобными при "ручной" обработке данных для определения эффективности гидродинамического воздействия.

Дифференциальные характеристики вытеснения вида (21) и (22) для построения базового варианта и определения эффективности гидродинамического воздействия рекомендуется применять в период безводной добычи нефти. Коэффициенты a_{gr} для этих характеристик вытеснения целесообразно определять с учетом сложившегося коэффициента падения дебитов нефти по рассматриваемому объекту до начала гидродинамического воздействия. В некоторых случаях коэффициент, а для характеристики вытеснения вида (21) определяется как отношение средней начальной годовой добычи нефти одной скважины к извлекаемым запасам нефти на одну скважину.

1.3. Формулы для расчета дебитов горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

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

Для расчетов дебита используется аналог формулы Renard, Dupuy

$$q_{gr}^* = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[\frac{f_b(s)}{\mu_b} + \frac{f_h(s)}{\mu_h} \right] \cdot A ; \quad (25)$$

$$q_{gr}^h = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_h(s)}{\mu_h} \cdot A , \quad (26)$$

где

$$A = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2} \cdot \ln \frac{h}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}, \quad (27)$$

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

Для сравнения дебит вертикальной скважины вычисляется по формулам

$$q_B^* = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[\frac{f_B}{\mu_B} + \frac{f_H}{\mu_H} \right] \cdot B; \quad (28)$$

$$q_B^H = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_H}{\mu_H} \cdot B, \quad (29)$$

где

$$B = \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot 86,4, \quad (30)$$

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

Обычно используются зависимости вида

$$\begin{aligned} f_B(s) &= \left(\frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^a \quad \text{для } s_{св} \leq s \leq 1, \\ f_B(s) &= 0 \quad \text{для } s \leq s_{св}, \\ f_H(s) &= \left(\frac{1 - s_{н.о} - s}{1 - s_{н.о}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s), \quad 0 \leq s \leq 1 - s_{н.о}, \\ f_H(s) &= 0 \quad \text{для } s \geq 1 - s_{н.о}. \end{aligned} \quad (31)$$

В формулах (31) $s_{св}$ - насыщенность пористой среды связанной водой, $s_{н.о}$ - 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

$$q_B = F(s) \cdot q_{ж}, \quad (32)$$

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

$$F(s) = \frac{f_B(s)}{f_B(s) + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot f_H(s)}. \quad (33)$$

Для правильной оценки ожидаемых дебитов горизонтальной скважины необходимо знать состояние насыщения пласта флюидами (геолого-физическая характеристика пласта).

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

$$q_B^k = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + a_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}}; \quad (34)$$

$$q_B^H = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + b_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}}; \quad (35)$$

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

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

Дебиты *горизонтальной скважины* по жидкости и по нефти.

$$q_r^k = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + a_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + a_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}; \quad (36)$$

$$q_r^H = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + b_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + b_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}; \quad (37)$$

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

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

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

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 ($s = const.$)*

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

$$q_B^k = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_r \cdot K_B} \cdot \left[\frac{f_B(s)}{\mu_B} + \frac{f_H(s)}{\mu_H} \right] \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{c.экв.}}}; \quad (38)$$

$$q_B^H = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_r \cdot K_B} \cdot \frac{f_H(s)}{\mu_H} \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{c.экв.}}}; \quad (39)$$

$$r_{c.экв.} = \frac{\beta + 1}{2 \cdot \sqrt{\beta}} \cdot r_c; \quad \beta = \sqrt{\frac{K_r}{K_B}}. \quad (40)$$

Дебиты *горизонтальной скважины*

$$q_r^* = 2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot h \cdot \left[\frac{f_b(s)}{\mu_b} + \frac{f_h(s)}{\mu_h} \right] \cdot Z; \quad (41)$$

$$q_r^h = 2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot h \cdot \frac{f_h(s)}{\mu_h} \cdot Z; \quad (42)$$

где

$$Z = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \cdot \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1) \cdot \pi \cdot r_c}}. \quad (43)$$

1.4. Методика расчета наработки на отказ скважинного оборудования

Методика предназначена для определения и учета средней наработки на отказ (НО) внутрискважинного оборудования действующих механизированных скважин.

Наработка на отказ характеризует работоспособность скважинного оборудования с момента кнопочного запуска до момента остановки скважины, по причине отказа подземного оборудования.

Наработка на отказ определяется только по отказавшим скважинам действующего фонда, по способам эксплуатации скважин (УЭЦН, ШГН, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, НГДУ (НГДП), так и в целом по ОАО.

Расчет наработки на отказ производится ежемесячно за месяц, за скользящий год (например, для расчета наработки на отказ за скользящий год за август 2015г. берется период времени: 01.09.2014 – 31.08.2015).

Расчет наработки на отказ (НО) производится по скважине, группам скважин, по формуле:

$$НО = \frac{T}{N} (\text{сут.}), \quad (44)$$

где НО – наработка на отказ, сут.; Т – суммарное отработанное время *только по отказавшей* скважине (скважинам) с момента кнопочного запуска

скважины в работу до момента отказа оборудования, сут.; N – количество отказов скважинного оборудования за отчетный период (месяц, скользящий год), шт.

Если отработанное время (T) по скважине на которой произошел отказ, находится за пределами расчетного периода (месяца, скользящего года), то при подсчете учитывается все отработанное время с момента последнего запуска скважины до отказа, независимо от расчетного периода.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой остановку скважины и замену, ремонт подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть, из-за отложений в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями, повторные ремонты.

При подсчёте СНО *учитываются скважины остановленные по ППР (планово предупредительные ремонты)* и не учитываются геолого-технические мероприятия (ГТМ), остановки скважин по геологическим и технологическим причинам.

В ГТМ входят:

- остановка скважины для оптимизации ее режима работы из-за снижения продуктивности скважины, перевод на другой способ эксплуатации;
- остановка для проведения ГРП, интенсификации, оптимизации, перевода в ППД и в другие категории, в консервацию или ликвидацию; обводнение продукции, определение герметичности эксплуатационной колонны.
- другие виды ГТМ.

В геологические и технологические причины входят:

- остановки по геологическим причинам (100% обводнение и др.);
- остановки по причине ограничений на откачку нефти и на подачу электроэнергии и др.;
- восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования без его подъема на поверхность;
- смена, ремонт и ревизия устьевого и наземного оборудования;

- исследования скважин.

Учет работы и отказов скважинного оборудования ведется отдельно по всем скважинам, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования.

Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа.

Наработка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации (ЭЦН, ШГН, др.). Расчет наработки на отказ ведется отдельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием за месяц и скользящий год.

3.5. Основные формулы расчета

технологических режимов и потенциала скважин

3.5.1. Анализ фактического режима

Вычисление забойного давления механизированной скважины

Вычисление забойного давления механизированной скважины производится для определения текущего режима работы скважины, для последующего определения коэффициента продуктивности скважин и расчета потенциала.

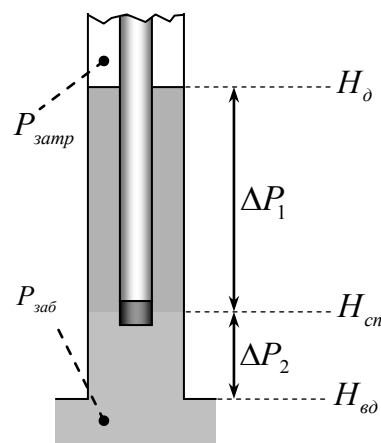


Рис. 1. Определение

забойного давления

Расчет производится с учетом наличия газа в механизированной скважине затрубном пространстве и ниже приема насоса; с учетом изменения плотности нефти при изменении давления (рис. 1).

Значение $P_{заб}^{мех.}$ для механизированных скважин является функцией следующих параметров:

$$P_{заб}^{мех.} = P_{заб}^{мех.} (H_{вд}, H_{сп}, H_0, Udl, D_{э/к}, D_{нкт}, Q_{ж}, W, P_{затр}, \rho_n, \rho_v, P_{нас}, \Gamma\Phi, B_o, T_{пл}, E_s), \quad (45)$$

где $P_{заб}^{мех.}$ – забойное давление механизированной скважины, атм; $H_{вд}$ – глубина верхних отверстий перфорации, м; $H_{сн}$ – глубина спуска насоса, м; H_0 – динамический уровень столба жидкости, м; Udl – удлинение ствола скважины, вызванное его наклоном, м; $D_{э/к}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм; $D_{нкт}$ – наружный диаметр НКТ, мм; $Q_{жс}$ – дебит жидкости, м³/сут; W – обводненность объемная, %; $P_{затр}$ – затрубное давление, атм; $P_{нас}$ – давление насыщения, атм; $ГФ$ – газовый фактор, м³/т; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³; $\rho_в$ – плотность воды в поверхностных условиях, г/см³; B_0 – объемный коэффициент нефти, м³/м³; $T_{пл}$ – пластовая температура, °С, E_s – коэффициент сепарации.

Вычисление дебита нефти по известному дебиту жидкости

Массовый дебит нефти Q_n вычисляется по известному объемному дебиту жидкости $Q_{жс}$, обводненности W и плотности нефти ρ_n следующим образом:

$$Q_n = Q_{жс} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) \cdot \rho_n, \quad (46)$$

где Q_n – дебит нефти, т/сут; $Q_{жс}$ – дебит жидкости, м³/сут; W – обводненность объемная, %.

Вычисление коэффициента продуктивности скважины

Коэффициент продуктивности $K_{пр}$ вычисляется с учетом поправки Вогеля и обводненности:

$$K_{пр} = \begin{cases} \frac{Q_{жс}}{P_{пл} - P_{заб}}, & P_{заб} \geq P_{нас} \\ \frac{Q_{жс}}{P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1.8} \cdot \left(1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right)^2\right)}, & P_{заб} < P_{нас} \end{cases}, \quad (47)$$

где $K_{пр}$ – текущий коэффициент продуктивности, м³/сут/атм; $Q_{жс}$ – дебит жидкости, м³/сут; $P_{заб}$ – текущее забойное давление, атм; $P_{пл}$ – пластовое

давление, атм; $P_{нас}$ – давление насыщения, атм; W – обводненность объемная, %.

Вычисление текущего значения КН

Текущее значение $КН$ вычисляется следующим образом:

$$КН = 18.4 \cdot K_{np} \cdot B_n \cdot \mu \cdot \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right), \quad (48)$$

где $КН$ – текущий $КН$, мД·м; K_{np} – коэффициент продуктивности скважины, м³/сут/атм; B_n – объемный коэффициент нефти, м³/м³; μ – вязкость жидкости, сПз.; r_e – радиус контура питания, м. Значение выбирается на основе сетки скважин и расстояния между скважинами; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор. Используется значение после проведенного ГРП, либо подтверждённое исследованиями (например, программой WellTest). Скин-фактор не стимулированной скважины полагается равным 0; $\frac{3}{4}$ – коэффициент для псевдоустановившегося режима; 18.4 – размерный коэффициент для практических метрических единиц.

Оценка проницаемости пласта

Оценка проницаемости пласта K вычисляется следующим образом:

$$K = \frac{КН}{H_{перф}}, \quad (49)$$

где K – оценка проницаемости, мД; $КН$ – текущий $КН$, мД·м; $H_{перф}$ – перфорированная толщина пласта, м; H – средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м.

Вычисление текущего коэффициента безразмерной продуктивности

Значение безразмерной продуктивности позволяет сравнивать производительности различных скважин, независимо от характеристик пласта, таких как проницаемость и толщина.

Текущий коэффициент безразмерной продуктивности J_D определяется как:

$$J_D = \frac{18.4 \cdot B_n \cdot \mu}{KH} \frac{Q_{жс}}{(P_{пл} - P'_{заб})}, \quad (50)$$

где KH – текущий KH , $мДж$; $Q_{жс}$ – дебит жидкости, $м^3/сут$; $P_{пл}$ – пластовое давление, $атм$; $P'_{заб}$ – текущее забойное давление, $атм$; B_n – объемный коэффициент нефти, $м^3/м^3$; μ – вязкость жидкости, $сПз$.

3.5.2. Расчет технологического потенциала скважины после оптимизации

Определение потенциального дебита жидкости после оптимизации $Q_{жс}^{opt}$ выполняется следующим образом: если $P'_{заб} < P'_{заб}$, то потенциальный дебит жидкости $Q_{жс}^{opt}$ не рассчитывается и его значение принимается равным $Q_{жс}$. В противном случае, потенциальный дебит жидкости рассчитывается, как:

$$Q_{жс}^{opt} = \begin{cases} K_{пр} \cdot (P_{пл} - P'_{заб}), & P'_{заб} \geq P_{нас} \\ K_{пр} \cdot \left(P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1.8} \cdot \left(1 - 0.2 \cdot \frac{P'_{заб}}{P_{нас}} - 0.8 \cdot \left(\frac{P'_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right) \right), & P'_{заб} < P_{нас} \end{cases}, \quad (51)$$

где $Q_{жс}^{opt}$ – потенциальный дебит жидкости после оптимизации, $м^3/сут$; $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины, $м^3/сут/атм$; $P_{пл}$ – пластовое давление, $атм$; $P_{нас}$ – давление насыщения, $атм$; $P'_{заб}$ – целевое забойное давление при оптимизации, $атм$. Для единообразия рекомендуется вычислять

$$P'_{заб} \text{ следующим образом: } P'_{заб} = \begin{cases} 50 \text{ атм, при } P_{пл} \geq 200 \\ 0.25 \cdot P_{пл}, \text{ при } P_{пл} < 200 \end{cases}.$$

В случае $P'_{заб} < P_{нас}$ для расчета потенциального дебита жидкости после оптимизации $Q_{жс}^{интенс}$ используется поправка Вогеля, позволяющая учесть влияние выделения свободного газа в пласте на производительность скважины.

Потенциальный дебит жидкости скважины, эксплуатируемой ЭЦН, после оптимизации с поправкой на диаметр эксплуатационной колонны

Типоразмер ЭЦН, спускаемого в скважину, ограничен диаметром эксплуатационной колонны $D_{э/к}$. Соответственно, $Q_{ж}^{optm}$ может быть ограничено $D_{э/к}$.

Если скважина эксплуатируется ЭЦН и вычисленное значение потенциального дебита жидкости после оптимизации $Q_{ж}^{optm}$ больше, чем значение максимально возможного дебита скважины $Q_{ж}^{D_{э/к}}$ для данного диаметра эксплуатационной колонны $D_{э/к}$, то значение $Q_{ж}^{optm}$ заменяется на значение $Q_{ж}^{D_{э/к}}$. Значения $Q_{ж}^{D_{э/к}}$ для разных значений $D_{э/к}$ приведены в таблице.

Соответствие параметра $Q_{ж}^{D_{э/к}}$ значениям $D_{э/к}$

$D_{э/к}$, мм	$Q_{ж}^{D_{э/к}}$, м ³ /сут
70	265
124	720
130	930
154	1600
164	4800

Потенциальный дебит нефти скважины после оптимизации

Потенциальный дебит нефти после оптимизации Q_n^{optm} вычисляется на основе потенциального дебита жидкости после оптимизации $Q_{ж}^{optm}$, текущего значения обводненности W и плотности нефти ρ_n :

$$Q_n^{optm} = Q_{ж}^{optm} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) \cdot \rho_n, \quad (52)$$

где Q_n^{optm} – потенциальный дебит нефти после оптимизации, м³/сут; $Q_{ж}^{optm}$ – потенциальный дебит жидкости после оптимизации, м³/сут; W – текущее значение объемной обводненности, %; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³.

Потенциальный прирост дебита нефти после оптимизации

Для оценки результатов возможной оптимизации используется величина - потенциальный прирост дебита нефти после оптимизации ΔQ_n^{opt} :

$$\Delta Q_n^{opt} = Q_n^{opt} - Q_n, \quad (53)$$

где ΔQ_n^{opt} – потенциальный прирост дебита нефти после оптимизации, $m^3/сут$;
 Q_n^{opt} – потенциальный дебит нефти после оптимизации, $m^3/сут$; Q_n – фактический текущий дебит нефти, $m^3/сут$;

3.5.3. Расчет технологического потенциала скважины после проведения ГРП

Вычисление скин-фактора после проведения ГРП

Эквивалентный скин-фактор после ГРП представляет собой скин-фактор вертикальной скважины в центре цилиндрической области дренирования такой, что ее производительность равна производительности скважины, пересеченной трещиной гидроразрыва. Эквивалентный скин-фактор после ГРП S'_{max} вычисляется через оптимальную безразмерную продуктивность скважины как:

$$S'_{max} = \frac{1}{J_D^{opt}} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{3}{4}, \quad (54)$$

где J_D^{opt} – оптимальная безразмерная продуктивность скважины после ГРП;
 r_e – радиус контура питания скважины, м; r_w – радиус скважины, м.

Потенциальный коэффициент продуктивности после проведения ГРП

Для расчета потенциала скважины после проведения ГРП требуется рассчитать потенциальный коэффициент продуктивности скважины $K_{np}^{ГРП}$ после установления у нее нового большего по модулю отрицательного скин-фактора S' вследствие проведения ГРП.

$$K_{np}^{ГРП} = \frac{KH}{18.4 \cdot B_n \cdot \mu \cdot \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S' \right)}, \quad (55)$$

где $K_{np}^{ГРП}$ – потенциальный коэффициент продуктивности при ГРП, $м^3/сут/атм$; KH – текущая проводимость, $мД \cdot м$; B_n – объемный коэффициент нефти, $м^3/м^3$; μ – вязкость жидкости, $сПз$; S'_{max} – скин-фактор, который установится после проведения ГРП.

Потенциальный дебит жидкости скважины после проведения ГРП и оптимизации

Определение потенциального дебита жидкости после проведения ГРП и оптимизации $Q_{ж}^{общ}$ выполняется следующим образом: если $P_{заб} < P'_{заб}$, то потенциальный дебит жидкости $Q_{ж}^{общ}$ не рассчитывается и его значение принимается равным $Q_{ж}$. В противном случае, потенциальный дебит жидкости после проведения ГРП и оптимизации рассчитывается, как:

$$Q_{ж}^{общ} = \begin{cases} K_{np}^{ГРП} \cdot (P_{пл} - P'_{заб}), & P'_{заб} \geq P_{нас} \\ K_{np}^{ГРП} \cdot \left(P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1.8} \cdot \left(1 - 0.2 \cdot \frac{P'_{заб}}{P_{нас}} - 0.8 \cdot \left(\frac{P'_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right) \right), & P'_{заб} < P_{нас} \end{cases}, \quad (56)$$

где $Q_{ж}^{общ}$ – потенциальный дебит жидкости после ГРП, $м^3/сут$; $K_{np}^{ГРП}$ – коэффициент продуктивности скважины, $м^3/сут/атм$; $P_{пл}$ – пластовое давление, $атм$; $P_{нас}$ – давление насыщения, $атм$; $P'_{заб}$ – целевое забойное давление после проведения ГРП, $атм$. Для единообразия рекомендуется вычислять $P'_{заб}$ следующим образом: $P'_{заб} = \begin{cases} 50 \text{ атм, при } P_{пл} \geq 200 \\ 0.25 \cdot P_{пл}, \text{ при } P_{пл} < 200 \end{cases}$.

В случае $P'_{заб} < P_{нас}$ для расчета потенциального дебита жидкости после ГРП и оптимизации $Q_{ж}^{общ}$ используется поправка Вогеля, позволяющая учесть влияние выделения свободного газа в пласте на производительность скважины.

Потенциальный дебит нефти скважины после проведения

ГРП и оптимизации

Потенциальный дебит нефти после ГРП и оптимизации $Q_n^{обц}$ вычисляется на основе потенциального дебита жидкости после ГРП и оптимизации $Q_{жс}^{обц}$, текущего значения обводненности W и плотности нефти ρ_n :

$$Q_n^{обц} = Q_{жс}^{обц} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) \cdot \rho_n, \quad (57)$$

где $Q_n^{обц}$ – потенциальный дебит нефти после ГРП и оптимизации, $m/сут$;
 $Q_{жс}^{обц}$ – потенциальный дебит жидкости после ГРП и оптимизации, $m^3/сут$; W – текущее значение объемной обводненности, %; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, $г/см^3$.

Потенциальный общий прирост дебита нефти после проведения

ГРП и оптимизации

Для оценки прироста дебита нефти после проведением ГРП и оптимизации, используется величина - потенциальный прирост дебита нефти после проведения ГРП и оптимизации $Q_n^{обц}$:

$$\Delta Q_n^{обц} = Q_n^{обц} - Q_n, \quad (58)$$

где $\Delta Q_n^{обц}$ – потенциальный прирост дебита нефти после проведения ГРП и оптимизации, $m/сут$; $Q_n^{обц}$ – потенциальный дебит нефти после проведения ГРП и оптимизации, $m/сут$; Q_n – фактический текущий дебит нефти, $m/сут$.

Потенциальный прирост дебита нефти от проведения ГРП

Для оценки прироста дебита нефти, вызванного только проведением ГРП, используется величина - потенциальный прирост дебита нефти от ГРП $\Delta Q_n^{ГРП}$:

$$\Delta Q_n^{ГРП} = Q_n^{ГРП} - Q_n^{ом}, \quad (59)$$

где $\Delta Q_n^{ГРП}$ – потенциальный прирост дебита нефти после проведения ГРП, $m/сут$; $Q_n^{ГРП}$ – потенциальный дебит нефти после проведения ГРП и оптимизации, $m/сут$; Q_n^{omn} – потенциальный дебит нефти после оптимизации, $m/сут$.

Расчёт коэффициента извлечения нефти (КИН)

Системы разработки различаются прежде всего режимами разработки залежей; каждому режиму присущ свой КИН.

При замкнутом упругом режиме ожидаемый КИН можно оценить по формуле

$$K_{ин(упр)} = \frac{(m \cdot \beta_{жс} + \beta_n) \cdot F_H \cdot h_H \cdot (P_{пл} - P_{нас}) \cdot \rho_{нд} \cdot 10^{-3}}{Q_{геол} \cdot b_H}, \quad (60)$$

где F_H - площадь нефтеносности; h_H - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина; m - среднее значение коэффициента открытой пористости; $\beta_{жс}$ - сжимаемость пластового флюида; β_n - сжимаемость пористой среды; $\rho_{нд}$ - плотность дегазированной нефти; b_H - значение объёмного коэффициента пластовой нефти.

При режиме газированной жидкости («растворённого газа») КИН можно определить по формуле Американского нефтяного института

$$K_{ин(гжс)} = 0,418 \cdot \left(\frac{m \alpha_n}{\Gamma} \right)^{0,1611} \cdot \left(\frac{k_{np}}{\mu_{не}} \right)^{0,0079} \cdot (1 - \alpha_n)^{0,3722} \cdot \left(\frac{P_{нас}}{P_k} \right)^{0,1147}, \quad (61)$$

где α_n - средний коэффициент растворимости попутного нефтяного газа, определяемый по формуле

$$\alpha_n = \frac{\Gamma}{P_{нас} - p_0} = \frac{103.6}{13.4 - 0.1} = 7.8 \text{ м}^3/\text{МПа}; \quad (62)$$

эта величина подставляется в формулу (61); $P_k=1\text{МПа}$ – давление при котором прекращается разработка залежи.

При оценке КИН для залежи, разрабатываемой при заводнении, используют формулу Шустефа И.Н.

$$K_{ин(зав)} = 0,270 \cdot k_{np}^{0,0805} \cdot \mu_o^{-0,1008}, \quad (63)$$

где k_{np} -коэффициент проницаемости в мД,

$$\mu_o = \frac{\mu_n}{\mu_g}.$$

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Экономический раздел предполагает расчет экономической эффективности внедрения предполагаемых решений, четко сформулированных (поставленных) и утвержденных или согласованных с руководителем дипломной работы. Неправильная постановка задачи ведет к значительному искажению экономического эффекта, с помощью которого оценивается предлагаемое технологическое решение.

Экономический раздел состоит из следующих подразделов:

1. Постановка задачи. Краткое изложение предлагаемого технологического решения или мероприятия.
2. Расчет экономических показателей предлагаемого решения с учетом:
 - а) капитальных вложений; или
 - б) расчет экономического эффекта на основе только эксплуатационных затрат (кап. затраты отсутствуют).
3. Данные расчета экономических показателей проекта сводятся в итоговую таблицу, которая является экономическим обоснованием предлагаемого технологического решения.

Цель данного раздела состоит в проведении экономической оценки эффективности оптимизации системы разработки месторождения, выполненной в соответствии с действующими методическими положениями.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемому технологическому варианту.

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.

Базовый вариант предусматривает продолжение эксплуатации данного месторождения в условиях реализованной системы разработки при существующем фонде скважин.

Вариант 1. С расчетом капитальных вложений.

Для экономической оценки проекта принят метод анализа потоков наличности без учета инфляции. Влияние фактора времени учитывается через показатель дисконтирования. Этот метод соответствует действующим документам – «Методическим рекомендациям по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Регламенту составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39-007-96). Выбранный метод позволяет осуществить оценку экономической эффективности проекта на всех стадиях его реализации.

Расчеты по оценке экономической эффективности осуществляются по следующей схеме:

- дополнительная добыча нефти;
- выручка от продажи нефти;
- издержки производства;
- налоги;
- прибыль;
- денежный поток;
- дисконтированный денежный поток (чистая текущая стоимость);
- срок окупаемости;
- индекс доходности.

Исходные данные для расчета экономического эффекта, когда в проекте обосновываются капитальные вложения.

Таблица 1

№	показатели	Ед.изм.	значения
1.	Дополнительная добыча (нефт. эмульс.) в т.ч. нефти	Тыс. т. Тыс. т.	
2.	Цена 1т нефти без НДС	Тыс. руб.	
3.	Выручка от дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	
4.	Капитальные затраты всего, в т.ч.: - бурение скважин (разведочных, эксплуатационных, прочих) - бурение БГС, ГС	Тыс. руб. Шт. Шт. шт.	
5.	Стоимость бурения 1 скважины	Тыс. руб.	
6.	Стоимость бурения БГС ГС	Тыс. руб. Тыс. руб.	
7.	Прочие кап. вложения (перевод скважин из нагнетательного фонда в добывающий и наоборот) на основании инвестиционного проекта	Тыс. руб.	
8.	Итого капитальных затрат	Тыс. руб.	
9.	Эксплуатационные затраты - на проведение РИР - на смену насосов - на проведение ГТМ (ГРП, СКО, прочие) Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти - подъем жидкости из пласта - сбор и транспортировку до УПН, затем до узла учета - подготовка нефти - закачка в пласт жидкости (от доп. добычи с учетом % обводненности) - амортизационные отчисления от кап. затрат Итого эксплуатационных затрат	Тыс. руб. Тыс. руб. Тыс. руб. Тыс. руб. Руб/т Руб/т Руб/т Руб/т Руб/т Тыс. руб.	
10.	Налоги на входящие в себестоимость продукции: - налог на имущество (на кап. вложения), которые затем ставятся на баланс предприятия - НДСПИ=419*К _ц *К _в * на 1 т - НИОКР (от себестоимости доп. добычи нефти)	- Тыс. руб. -	2,2% 1,5%
11.	Налог на прибыль	%	20%

Налоги учитываются только те, которые вызваны дополнительно в процессе проектного решения.

НИОКР – отчисления во внебюджетный фонд научно-исследовательских и опытно-конструктивных работ.

Вариант 2. Когда капитальные вложения отсутствуют.

Исходные данные для расчета экономического эффекта, когда нет капитальных вложений

Таблица 2

№	Показатели	Ед. изм.	значения
1.	Дополнительная добыча (нефтяной эмульсии) в т.ч. нефти	Тыс.т. Тыс.т.	
2.	Цена 1т нефти без НДС (корпоративная)	Тыс.руб.	
3.	Выручка от дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	
4.	Эксплуатационные затраты: - на проведение ГТМ (ГРП, СКО, прочие)	Тыс. руб.	
5.	Эксплуатационные затраты на извлечение дополнительной добычи нефти (из табл. 1 п.9)	Тыс. руб.	
6.	Налоги, входящие в себестоимость продукции - НДС на 1т. $419 * K_{ц} * K_{в}$ - НИОКР	Тыс. руб. Руб. %	1,5
7.	Налог на прибыль	%	20

Расчет экономических показателей

Основными критериями ожидаемой экономической эффективности с учетом капитальных вложений проекта являются:

Поток денежной наличности определяется разницей между чистыми притоками и оттоками денежных средств. Он формируется за счет прибыли от реализации (разницы между выручкой от реализации и затратами на ее добычу с включением налогов) и амортизационных отчислений за вычетом капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход (NPV) выражает стоимость капитала в будущем и определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенный к начальному году или как повышение интегральных результатов над интегральными затратами.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(П_{чt} + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-p}}, \quad (64)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности; Пч – чистая прибыль от реализации в t-м году; А – амортизационные отчисления в t-м году; К – инвестиции в разработку месторождения в t-м году; Е – норматив дисконтирования, доли ед.; t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

Индекс доходности (PI) – отношение дисконтированного денежного потока к дисконтированным капитальным вложениям. Этот показатель характеризует удельную прибыль проекта на единицу инвестируемых средств.

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (P_{v,t} + A_t) / (1 + E_v)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_p}} \quad (65)$$

Срок окупаемости – определяется количеством лет, когда суммарный дисконтированный чистый денежный поток из отрицательного становится и остается положительным. В течение этого периода времени капитальные вложения возмещаются.

Срок окупаемости (Т) может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Tok} \frac{B_t - K_t - Э_{npi} - H_t + A_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad \text{или} \quad \sum_{t=1}^{Tok} \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad (66)$$

За экономически оправданный (рентабельный) период разработки принимается период получения положительных значений текущей (годовой) дисконтированной денежной наличности, в сумме, достаточной для окупаемости вложенных средств (т.е. чистый дисконтированный доход в целом за расчетный период имеет положительное значение). Об отсутствии рентабельного срока свидетельствует отрицательная величина накопленного дисконтированного денежного потока.

Капитальные затраты представляют собой совокупность затрат на создание новых основных фондов. Они включают затраты по бурению скважин, выполнению строительно-монтажных работ по объектам обустройства, ЛЭП, нефте- и газопроводов, производственных помещений и конструкций для технологического оборудования. Также в состав капитальных вложений включаются затраты на приобретение собственно производственного

оборудования и прочие затраты, связанные с подготовкой и осуществлением производственного цикла. Особое место в современных условиях занимают расходы на природоохранные мероприятия.

Эксплуатационные затраты отражают реальные затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов в нефтедобыче и реализации продукции.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в разрезе следующих статей:

- расходы на энергию по извлечению нефти;
- расходы по искусственному воздействию на пласт;
- основная заработная плата производственных рабочих;
- дополнительная заработная плата производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация скважин;
- расходы по сбору и транспортировке нефти;
- расходы по сбору и транспортировке газа;
- расходы по технологической подготовке нефти;
- расходы на подготовку и освоение производства;
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;
- цеховые расходы;
- общепроизводственные расходы;
- прочие производственные расходы, включая налоги и платежи за недра;
- коммерческие расходы.

В проекте производится расчет эксплуатационных затрат на дополнительно добытую нефть, поэтому эксплуатационные затраты на дополнительную добычу за счет оптимизации системы разработки учитывают только следующие статьи:

- 1 - энергетические затраты для дополнительной добычи жидкости;
- 2 - сбор и транспорт дополнительно добытой жидкости;
- 3 - технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости;

4 - закачка воды в пласт через поглощающую скважину (после подготовки нефти).

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема дополнительной добычи жидкости.

1. Расходы на сбор, транспорт и технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема дополнительно добываемой жидкости.

Энергетические затраты на извлечение дополнительной жидкости:

$$T_{\text{эни}} = P_{\text{изв}} * Q_{\text{ж}}, \quad (67)$$

где $P_{\text{изв}}$ – норматив расхода на энергию, затрачиваемую на извлечение нефти (в году, руб/т жидкости); $Q_{\text{ж}}$ – дополнительная добыча жидкости механизированным способом из пласта, тыс/т.

2. Сбор и транспорт дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{сбт}} = P_{\text{сбт}} * Q_{\text{ж}}, \quad (68)$$

где $P_{\text{сбт}}$ – норматив затрат по сбору и транспорту нефти, руб/т жидкости; $Q_{\text{ж}}$ – дополнительная добыча жидкости, тыс.т.

3. Технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{тп}} = P_{\text{тп}} * Q_{\text{ж}}, \quad (69)$$

где $P_{\text{тп}}$ – норматив по технологической подготовке жидкости, руб/т; $Q_{\text{ж}}$ – объем дополнительно добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку, тыс.т.

4. Закачка воды (% от обводненности дополнительно добытой нефти)

$$T_{\text{зак}} = P_{\text{з.п}} * Q_{\text{ж}}, \quad (70)$$

где $P_{\text{з.п}}$ – норматив затрат; $Q_{\text{ж}}$ – объем закачиваемой жидкости.

Итого эксплуатационных затрат (без налогов и платежей):

$$T_{\text{эни}} + T_{\text{сбт}} + T_{\text{т.п}} + T_{\text{зак}} + T_{\text{гтм}}, \quad (71)$$

Эксплуатационные затраты сводятся в таблицу 3:

Таблица 3

Показатели	Ед. изм.	Базовый вариант	Предлагаемый вариант
Накопленная добыча нефти	Тыс.т.	-	-
Дополнительная добыча жидкости, в т.ч. дополнительная добыча нефти	Тыс.т. Тыс.т.	- -	- -
Эксплуатационные затраты	Тыс. руб.	-	-
- на доп. добычу жидкости	Тыс. руб.	-	-
- на проведение ГТМ	Тыс. руб.	-	-
Всего эксплуатационные затраты	Тыс. руб.	-	-

Платежи и налоги

Кроме традиционных статей калькуляции в составе себестоимости нефти учтены также налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции. Это налог на добычу полезных ископаемых, НИОКР, налог на имущество.

Расчет ставки НДС (этот налог необходимо корректировать с учетом текущего времени см. интернет):

Налог на добычу полезных ископаемых рассчитывается как 419 руб. за тонну нефти с учетом двух коэффициентов: $K_{ц}$ и $K_{в}$

1) коэффициента цены $K_{ц}$

$$K_{ц} = \frac{(Ц - 15) \cdot P}{261}, \quad (72)$$

где Ц – цена 1 барреля нефти в долларах; P – принятый курс доллара.

2) коэффициента

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 \cdot \frac{N}{V}, \quad (73)$$

где N – суммарная накопленная добыча нефти; V – начальные извлекаемые запасы нефти категорий ABC1 и C2.

Налог на прибыль

Определяется как 20% от прибыли. Отчисления во внебюджетный фонд (при Минтопе) $H = 1900 \cdot 0,015 \cdot Q_{\text{доб. нефти}}$. 1800-2000 руб. – условно можно принять себестоимость (производственную) нефти предприятия, которая подтверждается годовым балансом и отчисления по НИОКР уточняются (можно условно принять 20-30 р/т x количество доп. добычи нефти).

Выручка от реализации

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$V_t = C_n * Q_n, \quad (74)$$

где C_n – цена реализации нефти, руб/т; Q_n – соответственно добыча нефти, т.

Прибыль от реализации

Балансовая прибыль или прибыль к налогообложению, тыс.руб:

$$P = V_t - (\mathcal{E} + N_{ндпи} + N_{им} + N_{ниокр}), \quad (75)$$

где \mathcal{E} – эксплуатационные затраты; $N_{ндпи}$ – налог на добычу полезных ископаемых; $N_{им}$ – налог на имущество; $N_{ниокр}$ – отчисления во внебюджетный фонд

Чистая прибыль (условно)

Чистая прибыль:

$$P_{ч} = P - P_{б} * 0,20 \quad (76)$$

Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с базовым проведенный экономический анализ позволяет судить об экономической эффективности и рентабельности проектируемого варианта разработки, что наряду с его технологической эффективностью дает результат.

Экономическая эффективность от оптимизации системы разработки приводится в таблице 4:

Таблица 4

Экономическая эффективность от оптимизации системы разработки

Показатели	Ед. изм.	Базовый вариант	Предлагаемый вариант
Накопленная добыча нефти всего	Тыс. т	-	-
Дополнительная добыча нефти	Тыс.т	-	-
Дополнительная добыча жидкости	Тыс.т	-	-
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	-	-
Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу жидкости	Тыс. руб.	-	-
Капитальные затраты на дополнительную	Тыс. руб.	-	-

добычу нефти			
Прибыль от дополнительно добытой нефти	Тыс. руб.	-	-

Расчеты экономических показателей проекта сводятся в таблицу (вариант 1,2)

Вариант 1. Экономическая эффективность

Таблица 5

№	Показатели	Ед. изм.	Базовый вариант	Предлагаемый вариант
1	Добыча нефти всего, в т.ч. дополнительно	Тыс.т. Тыс.т.	- -	- -
2	Выручка всего от дополнительной добычи нефти	Тыс.т	-	-
3	Затраты: - капитальные затраты - эксплуатационные затраты	Тыс. руб.	-	-
4	Прибыль (чистая, условно)	Тыс. руб.	-	-
5	NPV	Тыс. руб.	-	-
6	Срок окупаемости	Тыс. руб.	-	-
7	Доход государства (налоги)	Тыс. руб.	-	-

Вариант 2

Экономическая эффективность проведения мероприятия

Таблица 6

№	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	Дополнительная добыча нефти	Т	-
2	Выручка	Тыс.руб.	-
3	Затраты всего, в т.ч. капитальные затраты	Тыс. руб.	-
4	Прибыль от реализации	Тыс. руб.	-
5	Доход государства	Тыс. руб.	-

5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ ВКР

5.1. Правила оформления расчетно-пояснительной записки

Работа оформляется в виде текста, подготовленного на персональном компьютере с помощью текстового редактора и отпечатанного на принтере на листах формата А4 с одной стороны. Текст на листе должен иметь книжную ориентацию, альбомная ориентация допускается только для таблиц и схем приложений. Основной цвет шрифта черный.

Разрешается использовать компьютерные возможности акцентирования внимания на определенных терминах, определениях, применяя инструменты выделения и шрифты различных стилей.

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

Абзацный отступ должен быть одинаковым по всему тексту и равен 1,25 см.

Перенос слов с одной строки на другую производится автоматически.

Наименования всех структурных элементов ВКР (за исключением приложений) записываются в виде заголовков прописными буквами по центру страницы без подчеркивания (шрифт 14 жирный). Точка после заголовка не ставится.

Страницы нумеруются арабскими цифрами с соблюдением сквозной нумерации по всему тексту. Номер страницы проставляется в центре нижней части листа без точки (нумерация страниц автоматическая). Титульный лист включается в общую нумерацию страниц, без проставления на нем номера страницы. Не включаются в общую нумерацию страниц: задание на ВКР, аннотация и содержание. Приложения включаются в общую нумерацию страниц. Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитываются как одна страница.

Разделы имеют порядковые номера в пределах всей ВКР и обозначаются арабскими цифрами без точки. Номер подраздела состоит из номеров главы

(раздела) и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Разделы основной части дипломной работы следует начинать с нового листа (страницы).

При ссылках на структурную часть текста выполняемой ВКР указываются номера разделов, подразделов, пунктов, подпунктов, перечислений, графического материала, формул, таблиц, приложений, а также графы и строки таблицы данной ВКР. При ссылках следует писать: «... в соответствии с разделом 2», «... в соответствии со схемой № 2», «(схема № 2)», «в соответствии с таблицей № 1», «таблица № 4», «... в соответствии с приложением № 1» и т. п.

Цитаты и ссылки воспроизводятся в тексте ВКР с соблюдением всех правил цитирования и оформления ссылок.

Цифровой (графический) материал (далее – материалы), как правило, оформляется в виде таблиц, графиков, диаграмм, иллюстраций и имеет по тексту отдельную сквозную нумерацию для каждого вида материала, выполненную арабскими цифрами. При этом обязательно делается надпись «Таблица» («График», «Диаграмма») и указывается ее порядковый номер, а на следующей строке по центру строчными буквами (14 шрифт жирный) заголовок, кратко выражающий содержание приводимого материала.

Материалы, в зависимости от их размера, помещаются под текстом, в котором впервые дается ссылка на них, или на следующей странице. Допускается цветное оформление материалов. Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другой лист (страницу). При переносе части таблицы на другой лист (страницу) слово «Таблица» и номер ее указывают один раз справа над первой частью таблицы, над другими частями пишут слово «Продолжение» и указывают номер таблицы, например: «Продолжение таблицы 1». При переносе таблицы на другой лист (страницу) заголовок помещают только над ее первой частью. Необходимо указывать при переносе

обозначение столбцов таблицы. В таблицах допускается уменьшение размера шрифта в соответствии с ГОСТ.

В ВКР используются только общепринятые сокращения и аббревиатуры. Если в работе принята особая система сокращений слов, наименований, то перечень принятых сокращений должен быть приведен в структурном элементе «Обозначения и сокращения» после структурного элемента ВКР «Содержание».

Приложения к ВКР оформляются на отдельных листах, причем каждое из них должно иметь свой тематический заголовок и в правом верхнем углу страницы надпись «Приложение» с указанием его порядкового номера арабскими цифрами. Приложения должны иметь общую с остальной частью работы сквозную нумерацию страниц.

Текст ВКР должен быть переплетен (сброшюрован).

5.2. 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.) именуются рисунками. Рисунки нумеруются последовательно в пределах всей записки арабскими цифрами (знак № перед цифрой не ставится). Слово «рисунок» пишется под иллюстрацией 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 (заголовок). 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 рассматривать их, повернув 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.

5.3. 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 Таблица 5 (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 под 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.

5.4. 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 форма третьего лица, 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).

5.5. 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...».

5.6. Оформление списка использованных источников

Список источников приводится в конце текста пояснительной записки после раздела «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.

5.7. Оформление приложения

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

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

Если в 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).

6. ЗАЩИТА ВКР, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ВКР

Выполненная работа подписывается студентом и сдается руководителю не позднее, чем за три недели до начала защиты.

Подписанная руководителем и консультантами работа сдается нормоконтролеру, который дает пояснения к замечаниям по оформлению пояснительной записки, демонстрационного (графического) материала, проводит нормоконтроль за оформлением и соответствием ВКР требованиям

ГОСТам и нормативно-технической документации кафедры РЭНГМ, организует экспертизу содержания работы на наличие плагиата (например, с использованием системы «Антиплагиат») и выдаёт справку о показателе оригинальности текста. Показатель оригинальности текста ВКР оценивается не менее чем в 60%.

К защите выпускной квалификационной (дипломной) работы допускаются студенты, которые полностью выполнили учебный план, успешно сдали государственные экзамены.

Защита работы проводится на заседании государственной аттестационной комиссии (ГАК). Председатель ГАК обычно является специалистом по тематике аттестации, всегда приглашается со стороны и утверждается Министерством образования и науки РФ. Состав комиссии утверждается приказом ректора.

Время и место проведения защиты, темы допущенных к защите работ и очередность защиты должны быть заблаговременно объявлены приказом по Институту нефти и газа имени М.С. Гуцериева и сообщены секретарем ГАК студентам, руководителям не позже чем за 3 дня до защиты. Списки студентов, допущенных к защите, предоставляются в ГАК.

Задачи ГАК – выявление подготовленности студента к профессиональной деятельности и принятие решения о том, можно ли студенту присвоить квалификацию «инженер» по направлению 131000 «Нефтегазовое дело». Поэтому при защите студенту важно показать не только то, как обстоит дело в организациях, но и то, что сделано им самим при изучении проблемы.

Защита работы проходит публично, на открытом заседании ГАК (то есть на нем могут присутствовать руководитель работы, студенты и все желающие).

Защита проходит в следующей последовательности:

1. Секретарь комиссии объявляет фамилию студента, зачитывает тему работы, зачитывает отзыв научного руководителя.
2. Заслушивается доклад защищающегося студента.

3. По окончании доклада студенту задают вопросы председатель и члены комиссии. Вопросы задают по теме работы, поэтому студенту перед защитой целесообразно восстановить в памяти те разделы, которые имеют прямое отношение к теме работы. По докладу и ответам на вопросы ГАК судит о широте кругозора студента, его эрудиции, умении публично выступать и аргументировано отстаивать свою точку зрения.
4. После ответов студента на вопросы по защите предоставляется заключительное слово студенту.

На защите работы студент должен выступить с кратким докладом. А поскольку одно из главных достоинств профессионально-грамотного человека – это умение кратко, ясно и четко излагать свои мысли – выступлению придается особое значение.

Хотя выпускник будет иметь перед собой текст своего выступления, однако зачитывать его не рекомендуется, так как при чтении утрачивается эмоциональность изложения, теряется контакт с членами ГАК и присутствующими. Известно, что монотонное чтение текста не привлекает внимания и утомляет слушателей. Свободный же рассказ по теме, как правило, не только вызывает живейший интерес к работе, но и свидетельствует об уровне подготовки и глубине специальных знаний по исследуемой проблеме. Студенту на выступление дается не более 8 минут (оптимально 5-7 минут). Суметь «уместить» всю работу в эти временные рамки можно лишь при очень серьезном подходе к написанию своего выступления.

Увеличить информативность выступления при жестком временном ограничении позволяет использование презентации. Расположив слайды в логической последовательности и ссылаясь на них по ходу выступления, защищающийся получает возможность не повторять изложенную в них информацию. Немаловажно и то, что информация на слайдах зачастую воспринимается лучше доклада и позволяет лучше донести до комиссии наиболее важные сведения, дает членам ГАК возможность судить о

способности студента структурировать информацию и использовать ее при анализе.

Доклад призван раскрыть существо, теоретическое и практическое значение результатов проведенной работы. В связи с тем, что у большинства членов ГАК нет возможности подробно ознакомиться с работой, выступление помогает им получить представление об уровне знаний студента, о сути работы, ее главных достоинствах и сформулировать соответствующие вопросы. Выступление на защите дает возможность студенту показать свой интеллектуальный уровень и уровень своей профессиональной подготовки, то есть представить себя и свою работу с наиболее выигрышной стороны. Доклад и слайды презентации позволяют защищающемуся студенту сфокусировать внимание комиссии на ограниченном круге проблем и, тем самым, избежать постановки членами комиссии неудобных для себя вопросов.

Конкретно в структурном отношении доклад можно разделить на три логически взаимосвязанные части. Первая часть доклада кратко характеризует актуальность темы, цель, предмет, объект исследования, положения, выносимые на защиту. Во второй, самой большой по объему части, защищающиеся в последовательности, установленной логикой проведенного исследования, характеризует каждую главу работы. При этом особое внимание обращается на итоговые результаты и личный вклад студента. Отмечаются также критические сопоставления и оценки. В заключительной части целесообразно перечислить общие выводы и собрать воедино основные рекомендации.

Сокращение текста в процессе выступления достигается за счет уменьшения количества (или исключения) рассуждений, сравнений, обсуждений, обоснований, описаний и т.п.

Общая продолжительность защиты, включая ответы на вопросы, не должна превышать 15-20 минут, в том числе не более 7-8 минут предоставляется студенту для сообщения содержания работы.

После окончания публичной защиты проводится закрытое заседание ГАК. На этом заседании открытым голосованием, простым большинством голосов определяется оценка по итогам защиты работы.

Оценка по итогам защиты складывается как средняя от выставленных оценок каждым членом ГАК. В свою очередь, каждый член ГАК оценивает качество выступления (полнота раскрытия темы, логичность, убедительность выводов), ответы на вопросы, качество презентации выступления, учитывая следующие критерии:

- актуальность темы и задач работы;
- обоснованность результатов и выводов;
- новизна полученных данных;
- личный вклад студента;
- возможность практического использования полученных результатов.

Актуальность дипломной работы определяется тем, как ее автор выбрал тему и насколько правильно он эту тему понимает и оценивает с точки зрения своевременности и социальной значимости, что характеризует его научную зрелость и профессиональную подготовленность.

Обоснованность результатов и выводов определяется с позиций логичности в изложении и обсуждении собственных данных, их соответствия известным научным положениям и фактам, корректности использования методов исследований.

Новизна полученных данных определяется исходя из установления нового научного факта или подтверждения известного факта для новых условий, получения сведений, требующих дальнейшей проверки, адаптации известных методик для решения новых задач.

Личный вклад студента определяется степенью его самостоятельности при выборе темы, постановкой и реализацией задач планирования и проведения исследования, обработкой и осмыслением полученных результатов.

Результаты защиты выпускной квалификационной работы определяются оценкой «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно».

Оценивание выполнения и защиты ВКР каждым студентом проводится членами ГАК. После окончания защиты члены ГАК на закрытом заседании принимают решение об оценке ВКР и присвоению соответствующей квалификации. Решение ГАК принимается простым большинством голосов членов комиссии с учетом оценок научного руководителя. В случае равенства голосов «за» и «против» председателю комиссии предоставляется право окончательного решения. Особые мнения членов комиссии по вопросу оценки и присуждения квалификации фиксируются в протоколе ГАК.

Результат защиты ВКР и решение о присвоении квалификации выпускнику оформляются в зачетную книжку и заверяются подписями всех членов ГАК, присутствовавших на заседании. Результаты защиты ВКР объявляются выпускникам в тот же день, после оформления протоколов.

Результаты защит ВКР бакалавра обсуждаются и анализируются на кафедре. Принимаются планы корректирующих мероприятий.

Выпускник, не защитивший выпускную квалификационную работу (получивший на защите оценку «неудовлетворительно»), может быть допущен к защите повторно не ранее, чем через год. ГАК решает, может ли студент представить к повторной защите ту же работу с доработкой, определяемой комиссией, или же обязан выполнить работу по новой теме. Повторная защита допускается один раз.

Выпускнику, не прошедшему защиту ВКР по уважительной причине (по медицинским показаниям или в других исключительных случаях, документально подтвержденных), предоставляется возможность пройти защиту без отчисления из университета. Дополнительная защита ВКР организуется в сроки не позднее 3 месяцев (исключая время отпусков преподавателей) после подачи заявления выпускником.

Выпускник, не прошедший защиты ВКР, отчисляется из университета и получает по личному заявлению академическую справку о неполном высшем образовании. Повторная защита ВКР назначается при восстановлении в институте. Восстановление осуществляется в начале учебного года.

Основными критериями оценки ВКР бакалавра являются:

- степень понимания и раскрытия темы;
- уровень теоретико-практического анализа проблемы (ситуации), качество характеристики разрабатываемого объекта (объекта исследования) и решаемой задачи;
- уровень грамотности обоснования актуальности темы ВКР, постановки целей и задач;
- степень полноты охвата информационных источников по теме ВКР и качественный уровень анализа и обобщения информации;
- качество интерпретации решаемой задачи с точки зрения современного инструментария и инженерных методик (методов исследования);
- степень самостоятельности выполнения ВКР и уровень аргументированности суждений при изложении собственного мнения по изучаемому вопросу (проблеме или объекту);
- научно-технический уровень результатов разработки, эффективности предлагаемых рекомендаций, возможности их практической реализации;
- уровень оформления ВКР и ее презентации при защите;
- степень правильности ответов на дополнительные вопросы.

В протоколах заседаний и отчете ГАК при защите ВКР следует отмечать работы: носящие творческий характер и характеризующиеся глубиной разработки темы; имеющие важное практическое значение.

7. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ ВКР

№ п/п	Тема дипломной работы
1.	Осложняющие факторы в разработке нефтяного месторождения и пути повышения продуктивности скважин.
2.	Мероприятия по повышению наработки на отказ скважинного оборудования на нефтяном месторождении.
3.	Эффективность использования УЭЦН и пути повышения межремонтного периода на нефтяном месторождении.
4.	Анализ работы системы сбора скважинной продукции на нефтяном месторождении.
5.	Методы борьбы с осложнениями при добыче нефти на скважинах нефтяного месторождения.
6.	Повышение эффективности борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин на месторождении.
7.	Предложения по применению геолого-технических мероприятий наместорождении находящимся на поздней стадии разработки.
8.	Доразработка остаточных запасов нефти высокообводнённых участком месторождения с неоднородными коллекторами.
9.	Оптимизация работы низкодебитных скважин на месторождении.
10.	Повышение эффективности эксплуатации скважин на месторождении с высоковязкими нефтями.
11.	Методы борьбы с отложениями АСПО при эксплуатации скважин нефтяного месторождения.
12.	Системное применение методов интенсификации добычи нефти наместорождении.
13.	Повышение надежности работы системы сбора скважинной продукции на месторождении.

14.	Осложняющие факторы на нефтяном месторождении и рекомендации по снижению их отрицательного воздействия на продуктивность скважин.
15.	Эффективность проведения кислотных обработок на нефтяном месторождении и предложения по совершенствованию ОПЗ.
16.	Анализ применения методов воздействия на ПЗП на нефтяном месторождении.
17.	Интенсификация добычи и рациональное использование запасов нефти на месторождении.
18.	Методы и технологии управляемого воздействия на призабойные зоны скважин с целью интенсификации добычи нефти на месторождении.
19.	Анализ причин отказов глубинно-насосного оборудования, и рекомендации по увеличению межремонтного периода скважин на месторождении.
20.	Микроволновые методы интенсификации добычи нефти.
21.	РИР по ограничению притока воды с применением пакерно-якорного оборудования.
22.	Новые технологии воздействия на ПЗП при разработке карбонатных коллекторов.
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 нефтяном месторождении.
25.	Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки воды.
26.	Снижение скин-фактора при освоении скважин.
27.	Повышение эффективности технологии одновременно-раздельной

	разработки нескольких эксплуатационных объектов.
28.	Внедрение энергосберегающих технологий для систем поддержания пластового давления.
29.	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УСШН (установка скважинного штангового насоса).
30.	Выравнивание фронта нагнетаемой воды и регулирование выработки пластов за счет применения циклического заводнения.
31.	Анализ эффективности использования нестационарного заводнения на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».
32.	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭЦН (установка скважинного электроцентробежного насоса).
33.	Исследование влияния скин-фактора на эффективность проведения ГТМ при выборе скважин для оптимизации и интенсификации добычи.
34.	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью винтовых штанговых насосов.
35.	Выбор оптимальных методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с ШГН на нефтяном месторождении.
36.	Анализ методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с УЭЦН и предложения по повышению их эффективности.
37.	Оценка эффективности и пути совершенствования методов предотвращения отложения солей в скважинах, оборудованных установками УЭЦН, ШГН.
38.	Увеличение производительности добывающих скважин (приемистости нагнетательных скважин) на.....месторождении.
39.	Пути повышения эффективности кислотных обработок на скважинах с карбонатными коллекторами.
40.	Регулирование (расширение) профилей приемистости и притока в скважинах.
41.	Подбор скважин для проведения гидромеханической щелевой

	перфорации продуктивных пластов месторождения.
42.	Оптимизация и совершенствование системы сбора и подготовки скважинной продукции на промысле.
43.	Повышение качества и эффективности вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.
44.	Повышение эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению производительности добывающих скважин.
45.	Эффективность применяемых систем заводнения нефтяных пластов на примере месторождения
46.	Пути совершенствования систем ППД и условий эксплуатации нагнетательных скважин.
47.	Повышение продуктивности пласта воздействием кислотных композиций на нефтяном месторождении.
48.	Выбор и обоснование способов эксплуатации добывающих скважин.
49.	Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах нефтяного месторождения.
50.	Современные методы освоения скважин, оценка эффективности для условий ОАО "Удмуртнефть".
51.	Повышение эффективности изоляционных работ по объектам месторождения.
52.	Одновременно-раздельная добыча и закачка нефти в одной скважине, перспективы внедрения для ОАО "Удмуртнефть".
53.	Проведение ремонтно-изоляционных работ пеноцементными составами, перспективы внедрения для ОАО "Удмуртнефть".
54.	Анализ эффективности применения гибких полиэтиленовых армированных труб на нефтяных месторождениях ОАО "Удмуртнефть".
55.	Анализ причин снижения проницаемости и продуктивности пластов при эксплуатации скважин и меры по их недопущению.
56.	Оценка существующих методов ремонтно-изоляционных работ,

	разработка критериев применения под каждую технологию для условий ОАО "Удмуртнефть".
57.	Технология ОПЗ с применением растворителей АСПО для нефтяных месторождений.
58.	Анализ причин отказов насосного оборудования скважин и пути уменьшения отказов.
59.	Предупреждение осложнений в работе скважин по месторождению.
60.	Перспективы применения стеклопластикового оборудования на месторождениях ОАО "Удмуртнефть".
61.	Выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах.
62.	Оценка эффективности технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на основе щелочных силикатно-полимерных гелей.
63.	Анализ эффективности ограничения водопроявлений по объектам месторождения.
64.	Анализ эффективности применения технологии акустической реабилитации скважин и пласта для повышения нефтеотдачи пластов.
65.	Пути увеличения эффективности работы штанговых насосных установок при добыче высоковязких нефтей.
66.	Анализ эффективности технологии подготовки сточной воды на установке подготовки нефти с целью повышения ее качества.
67.	Способ разработки нефтегазовой залежи с применением гидравлического разрыва пласта.
68.	Повышение эффективности кислотного гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах.
69.	Технология виброволнового воздействия на призабойную зону скважин как эффективный способ повышения продуктивности пластов.
70.	Оптимизация технологии обессоливания нефти на установке подготовки

	нефти с целью повышения качества товарной нефти.
71.	Совершенствование технологии предварительного обезвоживания нефти на месторождении с целью повышения качества утилизируемых пластовых вод.
72.	Осложнения при эксплуатации установок электрических центробежных насосов на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» и пути повышения межремонтного периода.
73.	Пути повышения межремонтного периода скважин на поздней стадии разработки нефтяного месторождения.
74.	Пути повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающих скважин, осложненных солеотложением.
75.	Мероприятия по повышению межремонтного периода УЭЦН.
76.	Методы воздействия на продуктивный пласт с целью повышения производительности скважин нефтяного месторождения.
77.	Анализ эффективности применения ГРП для разработки низкопроницаемых пластов горизонтальными скважинами.
78.	Разработка мероприятий по борьбе с парафиноотложениями в скважинах..... месторождения.
79.	Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты нефтяного месторождения.
80.	Анализ эффективности внедрения автоматизированной системы управления скважиной с ШГН «Мега-СУС».
81.	Анализ эффективности ограничения водопроявлений по объектам месторождения.
82.	Гидродинамические методы воздействия на ПЗП в условиях месторождения.
83.	Трассерные исследования многопластового объекта при одновременно-раздельной закачке.
84.	Подбор оборудования для эксплуатации объекта.....месторождения.

85.	Разработка мероприятий по борьбе с парафиноотложениями в скважинах.
86.	Мероприятия по совершенствованию режимов работы скважин с ШСНУ на месторождении.
87.	Обоснование мероприятий по интенсификации притока на объекте..... месторождения.
88.	Обоснования технологических режимов эксплуатации скважин с горизонтальными окончаниями на месторождении.
89.	Влияние форсированного отбора на процесс разработки нефтяного месторождения.
90.	Анализ эффективности термоциклического воздействия на призабойную зону скважин нефтяного месторождения.
91.	Мероприятия по увеличению межремонтного периода работы скважин, оборудованных УЭЦН.
92.	Методы предотвращения и борьбы с асфальтосмоло-парафиновыми отложениями.
93.	Анализ эффективности применения упругого волнового воздействия для интенсификации притока на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.
94.	Анализ эффективности разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием.
95.	Совершенствование технологии разрушения эмульсий в системе подготовки нефтиместорождения.
96.	Анализ эффективности применения горизонтальных скважин и боковых стволов при разработке нефтяных месторождений.
97.	Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении.
98.	Анализ эффективности применения микробиологических методов увеличения добычи нефти.
99.	Разработка мероприятий по совершенствованию технологии подготовки нефти наместорождении.
100.	Применение систем противоаварийной защиты для процессов подготовки продукции скважин.

8. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) основная литература:

1. Андреев А.Ф., Синельников А.А. Управление инновационными процессами на предприятиях нефтегазового комплекса: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 244 с.
2. Глущенко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт-скважина-УППН: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.
3. Грайфер В.И., Галустянц В.А., Винницкий М.М., Шейнбаум В.С. Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: Учебное пособие. - М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 299 с.
4. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
5. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 570 с.
6. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
7. Ерёмин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учебное пособие для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 244 с.
8. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах (монография). - 2-е изд., доп. - М.- Ижевск: институт компьютерных исследований, НИЦ "РХД", 2011 - 328 с.
9. 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.

10. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-физическое моделирование залежей нефти и газа: Учебное пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 212 с.
11. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.
12. Ивашко А.Г., Карякин Ю.Е., Цыганова М.С. Информационные системы: Учебно-методическое пособие. - Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2007.
13. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
14. 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. – 688с.
15. Ли Джеймс, Никенс Генри, Уэллс Майкл. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
16. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Назарова Л.Н. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». - 2008.
17. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2009. - 552 с.
18. Малофеев Г.Е., Мирсаетов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Учебное пособие. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 224 с.
19. Малофеев Г.Е., Мирсаетов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Учебное пособие – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007.- 222 с. Печ. л. 13,88 . Тираж 500.

20. Милосердова Л.В. Геология, поиск и разведка нефти и газа: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 320 с.
21. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем): Учебное пособие, том 1. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 448 с.
22. Мохов М.А., Сахаров В.А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 188 с.
23. Нефтегазовое дело: в 6 т.: учебное пособие / под ред. проф. А.М. Шаммазова. Том 3. Добыча нефти и газа. Зейгман Ю.В. - СПб.: Недра, 2011. – 287 с.
24. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Т. Абасов, Р.Н. Фахретдинов и др. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с.
25. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: Учебное пособие. / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, И.С. Матиешин, М.Г. Гейхман, Н.В. Инюшин под ред. Г.П.Зозули. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 176 с.
26. Пономарев А.И. Повешение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А.И. Пономарев; отв. Ред. А.Э. Конторович; ОАО «Газпром», ООО «Уренгойгазпром». – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 236 с.
27. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П.Зозуля, Ю.В. Зейгман, М.К. Рогачев, Г.А.Шлеин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
28. Сахаров В.А., Мохов М.А. Эксплуатация нефтяных скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 250 с.
29. Справочник по добыче нефти/ К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов и др.; под ред. К.Р. Уразакова. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672 с.

30. Степин Ю.П., Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами. В 2-х томах. Том 1. Методы и алгоритмы формирования управленческих решений: Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС-Пресс, 2007.
31. Степин Ю.П., Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами. В 2-х томах. Том 2. Методы поддержки принятия управленческих решений при планировании и динамике управления: учебное пособие для вузов. – М.: МАКС-Пресс, 2008.
32. Табаков В.П., Малофеев Г.Е., Гуров Е.И. Термошахтная разработка нефтяных и битумных месторождений. -М.: ОАО "Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т", 2010. - 406 с.
33. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазовое дело. Полный курс. Учебное пособие. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 800 с.
34. Тетельмин В.В., Язев В.А. Основы бурения на нефть и газ. Учебное пособие. –Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. – 296 с.
35. Тетельмин В.В., Язев В.А. Основы нефтегазовой инженерии. Учебное пособие. 2-е изд., доп. – М.: САЙНС-ПРЕСС, 2009. – 344 с.
36. Тетельмин В.В., Язев В.А. Реология нефти. Учебное издание. – М.: Граница, 2009. – 256 с.
37. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 672 с.
38. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа // М., ПЦ ФС РФ НТИС, Фонд Байбакова, НОР, ИИКИ, 2010, 692 с.
39. Экология нефтегазового комплекса: Учебное пособие: в 2 т. / под общей редакцией А.И.Владимирова. – Нижний Новгород: «Вектор ТиС». 2007.
40. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.

41. Кабиров М.М., Гафаров Ш.А. Скважинная добыча нефти. Санкт-Петербург., «Недра», 2010. = 416 с.

б) дополнительная литература:

1. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – 270 с.
2. Алексеев П.Д., Бараз В.И., Гридин В.И. и др. Охрана окружающей среды в нефтяной промышленности. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.Губкина, 1994. – 474 с.
3. Андреева Н.Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 196 с.
4. Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Том 1. Скважина - промысловый сбор - ППД. - М.:Нефтегазотехнология, АЛ, 2004. - 416 с.
5. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф Н.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. - М.: Недра, 1975. - 215 с.
6. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ, 2004. – 416 с.
7. Борхович С. Ю. Методика расчёта глубины подвески электродиафрагменного насоса установки УЭДН 5 : учеб. пособие / С. Ю. Борхович, В. Г. Евстифеев, А. Я. Волков, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гуцериева. - Ижевск : [Удмуртский университет], 2013. - 51 с. : ил. ; 60x84/8. - Библиогр.: с. 51.
8. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
9. Богомольный Е.И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. – М.: Ижевск, 2003.

10. Бравичева Т.Б., Бравичев К.А., Палий А.О. Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие. - Н.Новгород, изд-во «Вектор ТиС», 2007. – 352 с.
11. Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. - М.: "Недра", 1988.
12. 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.
13. Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябина З. К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М., изд-во “Недра”, 1970.
14. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.
15. 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.
16. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 277 с.
17. 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.
18. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. Хисамов Р.С. и др. Татнефть. ВНИИОЭНГ, - М. 2000.
19. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. –168с.
20. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. – 448 с.
21. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. Уч. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. - М., Недра, 1981.

22. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. - М., Недра, 1975.
23. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учеб. для вузов. -2-е изд., перераб.и доп. -М.: ОАО «Издательство «Недра»,1998. -365 с.
24. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М.: НИЦ - "Регулярная и хаотическая динамика": Институт компьютерных исследований, 2005. - 780 с.
25. Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. Интенсификация добычи нефти.- М.: Наука, 1999.
26. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов. – Самара., 1996. – 440 с.
27. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. - М.: "Нефть и газ", 1996. -284 с.
28. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. Самарское книжное издательство. 1998 г. - 368 с.
29. Кудинов В.И., Колбиков В.С. Создание и промышленное развитие технологий нагнетания теплоносителя на залежах со сложной геологической характеристикой//Нефтяное хозяйство, № 11, 1993.
30. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела: Учебник для вузов. – Москва – Ижевск, Институт компьютерных исследований, УдГУ, 2011.- 728 с.
31. 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.
32. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. М. Недра, 2000 – 516 с.
33. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 638 с.
34. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: ИКИ, 2004. – 608 с.

35. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов Р.Н., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 464с.
36. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для ВУЗов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 816с.
37. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005. – 448с.
38. Мори В., Созе Ж., Фурментро Д. и др. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Пер. с англ. – М.: «Мир», 1994. – 416 с.
39. Мохов М.А., Сахаров В.А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 188 с.
40. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. - Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2003. – 596 с.
41. Муслимов Р.Х. Совершенствование разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти. – М.: Недра, 1983 – 112 с.
42. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов РД 153-39.1-004-96, М, 1993.
43. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. Учебник для вузов.- М., Недра, 1985.
44. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт-скважина-УППН: Учебное пособие / Глущенко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.
45. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под ред. Е.Н.Бухаленко, 2-ое изд. переработ. и доп. – М.: Недра, 1990. - 559с.

46. Персиянцев М.И. Добыча нефти в осложненных условиях. М. ООО Недра, 2000. - 653 с.
47. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-01. М., 2001.
48. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.
49. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика. – М.: Недра, 1986. – 326 с.
50. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев В.Н. Спутник нефтяника и газовика. Справочник.- М., Недра, 1986.
51. Слюсарев Н.И. Основы разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие. СПб, СПГГИ, 2004.- 95с.
52. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов: Учебное пособие. СПб, СПГГИ, 2003.- 78с.
53. Совершенствование систем разработки, добычи и подготовки газа на месторождениях Крайнего Севера // Под ред. Р.И. Вяхирева. М. Недра, 1996 – 414 с.
54. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К.Гиматудинов, Ю.П.Борисов, М.Д.Розенберг и др. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
55. Справочное руководство по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К.Гиматудинова / Р.С.Андриасов, И.Т.Мищенко, А.И.Петров и др. - М.: Недра, 1984. - 326 с.
56. Степин Ю.П., Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами. Том 1. Методы и алгоритмы формирования управленческих решений: Учебное пособие. - Н.Новгород, изд-во «Вектор ТиС», 2007. – 384 с.

57. Степин Ю.П., Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами. Книга 2. Методы поддержки принятия управленческих решений при планировании и динамике управления: Учебное пособие. – М., МАКС Пресс, 2008. – 528 с.
58. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. СПб: «Недра», 2010. – 560 с.
59. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985.
60. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. - М., Недра, 1968.
61. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. -М., Недра, 1984.
62. Телков А.П., Грачев С.И. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие. В 2 ч.. Ч. I. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 240 с.
63. Телков А.П., Грачев С.И. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие. В 2 ч.. Ч. II. – Тюмень: Тюм. ГНГУ, 2009. – 380 с.
64. Тер-Саркисов Р.И., Гриценко А.И., Шандрыгин А.Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. М. Недра, 1996, 239 с.
65. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711с.
66. Требин Ф.А., Макогон Ю.П., Басниев К.С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1979.
67. Хайн Н.Д. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: «Олимп-Бизнес», 2004. – 734 с.
68. Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР. – М.: Недра, 1987.

69. Хасанов Э.М., Кагарманов И.И., Пупченко И.Н. Особенности эксплуатации УЭЦН: Учебное пособие. – Самара: ИД «РОСИНГ», 2006. – 216с.

70. Черных В.В. Подземное оборудование для добычи нефти и газа: Учебное пособие. – СПб, СПГГИ, 2005. – 186 с.

в) периодические издания:

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

г) электронно-библиотечные системы (ЭБС):

1. Библиотека Национального минерально-сырьевого университета «Горный» - www.spmi.ru/node/891
2. Российская государственная библиотека - www.rsl.ru
3. Российская национальная библиотека - www.nlr.ru
4. Библиотека Академии наук - www.rasl.ru
5. Библиотека по естественным наукам РАН - www.benran.ru
6. Всероссийский институт научной и технической информации (ВИНИТИ) - www.viniti.ru
7. Государственная публичная научно-техническая библиотека - www.gpntb.ru
8. Научная библиотека Санкт-Петербургского государственного университета - www.geology.spb.ru/library/
9. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU - www.elibrary.ru

д) электронные образовательные ресурсы:

1. <http://www.edu.ru/>
2. <http://ido.tsogu.ru/>
3. <http://www.gubkin.ru/>
4. <http://www.outp.ru/index.jsp>
5. <http://oilcraft.ru/>
6. <http://neft-i-gaz.ru/>
7. <http://www.ogbus.ru/>

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 направлению 131000 «Нефтегазовое дело»
профиль 131011 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
на тему

«.....»

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.

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.

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

на ВКР студенту Института нефти и газа имени М.С.Гуцериева

Фамилия Имя Отчество

группы *полный номер группы*

направление 131000 «Нефтегазовое дело»

профиль 131011 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

1. **Тема ВКР** _____

Утверждена приказом по университету от _____ № _____

2. **Исходные данные к ВКР** _____

3. **Содержание** _____

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

5. **Консультанты по разделам:**

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

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

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

6. **Дата сдачи законченной работы на нормоконтроль** «__» _____ 20.... г.

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

Руководитель ВКР _____ - 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

на ВКР студенту Института нефти и газа имени М.С.Гуцериева
Ф.И.О.

группы ОБ-21.03.01-41

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

1. Тема дипломного проекта: «Повышение эффективности доизвлечения запасов нефти с применением гидроразрыва на поздней стадии разработки Мишкинского месторождения»

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

2. Исходные данные к проекту:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки Мишкинского месторождения, 2013 г.;
- годовой финансовый отчет ОАО "Удмуртнефть", 2013 г.;

3. Содержание:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Геолого-физические характеристики визейского объекта эксплуатации Мишкинского месторождения. 1.2. Свойства и состав нефти, газа и воды. 1.3. Запасы нефти, газа и КИН (утвержденное конечное и текущее значения). 1.4. Осложняющие факторы геологического строения разреза визейской залежи Мишкинского месторождения. Выводы по геологическому разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Текущее состояние разработки Мишкинского месторождения. 2.2. Анализ состояния фонда скважин; 2.3. Анализ эффективности методов интенсификации, применяемых на Мишкинском месторождении для увеличения нефтеотдачи пластов. 2.4. Анализ эффективности реализуемой системы разработки. 2.5. Оценка состояния и причины снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. 2.6. Литературный обзор по применению гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока нефти. 2.7. Обоснование применения ГРП на Мишкинском месторождении. 2.8. Описание технологии проведения гидравлического разрыва пласта. 2.8.1. Проектирование гидроразрыва пласта. 2.8.2. Обоснование выбора скважин для проведения ГРП. 2.8.3. Подбор жидкости разрыва и расклинивающего агента. 2.8.4. Дизайн гидравлического разрыва пласта. 2.8.5. Техника для гидравлического разрыва пласта. 2.8.6. Освоение скважин после ГРП. 2.8.7. Прогноз показателей технологической эффективности по интенсификации добычи нефти. 2.9. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении гидроразрыва пласта.

Выводы по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Определение экономической эффективности при проведении ГРП на Мишкинском месторождении; 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проведения ГРП; 3.3. Показатели для экономической оценки проведения ГРП; 3.3.1. Платежи и налоги; 3.3.2. Эксплуатационные затраты; 3.3.3. Выручка от реализации; 3.3.4. Прибыль от реализации; 3.4. Выбор варианта, рекомендованного к реализации; выводы по экономическому разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

4. Перечень графического (презентационного) материала, выносимого на защиту (название слайдов):

геологический профиль продуктивной толщи нижнего карбона Мишкинского месторождения; геолого-физическая характеристика визейского объекта; состояние запасов нефти визейского объекта Мишкинского месторождения; размещение скважин-кандидатов на проведение ГРП (на карте текущих отборов); технология проведения ГРП; сравнение текущих и прогнозируемых показателей разработки до и после ГРП; технико-экономические показатели проведения ГРП.

5. Консультанты по разделам проекта:

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ _____ - 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.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки			
	1	2	...	n
Тип залежи				
Тип коллектора				
Средняя общая толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²				
Коэффициент песчаности, доли ед.				
Расчлененность				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³				
Содержание серы в нефти, %				
Содержание парафина в нефти, %				
Давление насыщения нефти газом, МПа				
Газовый фактор, м ³ /т				
Содержание сероводорода, %				
Коэффициент вытеснения, доли ед.				

Приложение 5

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		
Плотность в условиях пласта, кг/м ³		
Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴		

Состояние реализации проектного фонда скважин

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

Характеристика фонда скважин

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

Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
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

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	

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

Величина	Общепринятое обозначение	Обозначение в системе СИ	Соотношение
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

Учебное издание

Борхович Сергей Юрьевич,
Владимир Ростиславович Драчук, Амдах Мустафаевич Насыров

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

**по выполнению выпускной квалификационной работы для студентов
очной и заочной форм обучения направления подготовки бакалавров
21.03.01 – «Нефтегазовое дело», профиля 21.03.01.01 – Эксплуатация и
обслуживание объектов добычи нефти**

Авторская редакция

Оформление и редактирование: Казанкин Д.С.

Подписано в печать Формат

Усл. печ. л. Уч.-изд. л.

Тираж 100 экз. Заказ №

Издательство «Удмуртский университет»

426034, Ижевск, Университетская, д. 1, корп. 4, каб. 207

Тел./факс: + 7 (3412) 500-295 E-mail: editorial@udsu.ru

**С.Ю. Борхович,
А.М. Насыров,
В.Р. Драчук**

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

**по выполнению
выпускной квалификационной работы
для студентов очной и заочной форм обучения**

направления подготовки бакалавров

21.03.01 – «Нефтегазовое дело»,

профиля 21.03.01.01 – «Эксплуатация и обслуживание
объектов добычи нефти»



**Ижевск
2015**