

Министерство науки и высшего образования РФ
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гудериева
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению выпускной квалификационной работы

для студентов специальности

21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,

направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация

нефтяных и газовых месторождений»



Ижевск

2021

УДК 622.32 (0758)

ББК 33. 361.р730

М 545

Рекомендовано к изданию учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент: д.т.н., доцент Макаров С.С.

Составители: С.Ю. Борхович, С.Б. Колесова, В.Р. Драчук, И.А. Чиркова, Н.Г. Трубицына, М.Б. Полозов.

М 545 Методические указания по выполнению выпускной квалификационной работы для студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». / сост. С.Ю. Борхович, С.Б. Колесова, В.Р. Драчук и др. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2021. – 104 с.

В методических указаниях изложены требования к структуре, содержанию и оформлению ВКР. Методическое пособие предназначено для студентов Института нефти и газа имени М.С. Гущериева, будет полезно преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование.

УДК 622.32 (0758)

ББК 33. 361.р730

© С.Ю. Борхович, С.Б. Колесова, В.Р. Драчук,
И.А. Чиркова, Н.Г. Трубицына, М.Б. Полозов, сост., 2021

© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	5
2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ	10
3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ ВКР	20
3.1. Правила оформления расчетно-пояснительной записки	20
3.2. Оформление иллюстраций (рисунков).....	22
3.3. Оформление таблиц.....	23
3.4. Оформление расчетных формул	24
3.5. Оформление ссылок на литературные источники	26
3.6. Оформление списка использованных источников.....	27
3.7. Оформление приложения	27
4. НОРМОКОНТРОЛЬ И АНТИПЛАГИАТ	29
5. ПОДГОТОВКА ДОКЛАДА И ПРЕЗЕНТАЦИИ	31
6. ЭТАПЫ РАБОТЫ НАД ВКР, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ВКР	34
7. ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ЗАЩИТЕ ВКР	40
8. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ ВКР.....	44
9. МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	46
9.1. Методика прогноза технологической эффективности химической обработки призабойных зон пласта добывающих скважин	46
9.2. Характеристики вытеснения нефти	48
9.3. Расчет обработки скважины раствором соляной кислоты	52
9.4. Формулы для расчета дебитов горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов	56
9.4.1. Стационарный дебит скважины в изотропном пласте с постоянной водонасыщенностью ($s = \text{const.}$)	56
9.4.2. Стационарный дебит скважины в изотропном пласте при зональной неоднородности по насыщенности	58
9.4.3. Стационарный дебит скважины в анизотропном пласте с постоянной водонасыщенностью ($s = \text{const.}$)	59
9.5. Методика расчета наработки на отказ скважинного оборудования.....	60
9.6. Расчет технологического потенциала скважины после проведения ГРП	62
9.7. Расчет основных технологических параметров эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН	65
10. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА.....	67
Вариант 1. С расчетом капитальных вложений.....	68
Вариант 2. При отсутствии капитальных вложений	69
11. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	78
Приложение 1	84
Приложение 2	86
Приложение 3	88
Приложение 4	89
Приложение 5	90
Приложение 6	94
Приложение 7	95
Приложение 8	96
Приложение 9	97
Приложение 10	98
Приложение 11	99
Приложение 12	100
Приложение 13	101

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее методическое пособие устанавливает регламентированные требования, структуру и правила оформления выпускных квалификационных работ, выполняемых студентами, обучающихся по специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» в соответствии с требованиями ФГОС ВО.

Выпускная квалификационная работа выполняется в виде дипломного проекта на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (РЭНГМ) Института нефти и газа имени М.С. Гуцериева.

Целью методического пособия является формирование у студентов комплекса знаний по вопросам изложения дипломного проектирования.

В дипломном проекте студент должен показать свою глубину своих знаний, умение находить и пользоваться научно-технической литературой; демонстрировать способность самостоятельно решать достаточно широкий круг задач, требующих привлечения знаний не только из цикла профилирующих, но также из общенаучных и общеинженерных дисциплин; научно обосновывать выбор и принятие технико-технологических решений; выполнять расчеты с применением компьютерных технологий; стремиться внедрять в производство экономически эффективные технологии и технику, рациональные методы организации производства.

Задачи методического пособия – научить студентов излагать и оформлять дипломный проект в соответствии с требованиями кафедры РЭНГМ и требованиями ФГОС.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выполнение и защита выпускных квалификационных работ (ВКР) является важным элементом государственной итоговой аттестации по образовательной программе высшего образования - специалитета.

Выпускники кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, обучающиеся по программам специалитета готовят – дипломный проект, который является расчетно-аналитической работой, посвященной решению конкретной производственной проблемы, выполненной студентом самостоятельно, и подтверждающей квалификацию «Горного инженера» по специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии» согласно требованиям ФГОС.

Выпускная квалификационная работа (далее – ВКР) выполняется в виде дипломного проекта и 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, согласовав её с руководителем ВКР.

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 преддипломной практики).

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 специалиста должен вести дисциплину профессионального цикла соответствующего профиля, иметь ученую степень и (или) ученое звание, (или должен быть высококвалифицированным специалистом подразделений среднего или высшего звена нефтедобывающего предприятия или научно-производственного, научно-исследовательского предприятия соответствующего профиля).

Допускается привлечение к руководству ВКР на условиях совместительства профессоров и доцентов из других профильных вузов.

В обязанности руководителя ВКР входит:

- 1) помощь в составлении задания на ВКР;
- 2) контроль выполнения ВКР;
- 3) формирование и выдача рекомендаций по подбору и использованию источников и литературы по теме ВКР;
- 4) консультирование студента по вопросам выполнения ВКР согласно установленному на семестр графику консультаций;
- 5) анализ содержания ВКР и выдача рекомендаций по его доработке по отдельным разделам, подразделам и в целом;
- 6) информирование о порядке и содержании процедуры защиты (в т.ч. предварительной);
- 7) консультирование (оказание помощи) в подготовке выступления, подборе наглядных материалов к защите;
- 8) 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.

Студенты выполняют выпускные квалификационные работы по материалам, собранным ими во время прохождения производственной (преддипломной) практики, по результатам собственных научных исследований, а также по материалам, полученным при изучении научно-технической литературы, фондовых работ научно-исследовательских институтов, лабораторий. В выпускной работе должен быть учтен опыт не только того предприятия, где студент проходил практику, но также передовой опыт других предприятий и последние достижения отечественной и зарубежной науки и техники.

Допуск к защите ВКР оформляется приказом ректора УдГУ.

Порядок оформления (подшивки) выпускной квалификационной работы:

- титульный лист;
- задание на проектирование;
- аннотация;
- содержание;
- основная текстовая часть работы, состоящая из разделов, определенных заданием;
- заключение;
- список использованных источников;
- приложения;

- презентация;
- отзыв от научного руководителя, заверенный подписью;
- рецензия от специалиста нефтегазовой отрасли (с профильным образованием имеющий стаж работы не менее 5 лет), заверенный подписью и печатью предприятия (**Приложение 2**);
- форма с QR-кодом в формате pdf (подтверждение загрузки работы в систему Антиплагиат).

ВКР студента обязательно должна быть переплетена в твердую обложку.

2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

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 работ группируется в рамках этих проблем.

Выпускная квалификационная работа состоит из расчетно-пояснительной записки и графического материала. Расчетно-пояснительная записка работы должна содержать в указанной ниже последовательности:

- титульный лист (**Приложение 3**);
- задание на ВКР (**Приложение 4 и 5**);
- аннотацию;
- содержание;
- основную текстовую часть работы, состоящую из разделов, определенных заданием;
- заключение;
- список использованных источников;
- приложения.

Титульный лист является первой страницей ВКР.

Задание на ВКР – студент согласует с руководителем с учетом темы ВКР, после подписания задания руководителем и заведующим кафедрой студент приступает к выполнению ВКР. Задание на дипломную работу должно быть предварительно подготовлено до производственной (преддипломной) практики. На основе этого задания студент собирает материал для ВКР, во время практики.

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 2–3 стр.);

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

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 40–50 стр.);

3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (объем 5–10 стр.);

ЗАКЛЮЧЕНИЕ (объем 2–3 стр.)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ (не менее 20–30 источников).

Рекомендуемый объем ВКР бакалавра – 700-80 страниц (без учета приложений).

СОДЕРЖАНИЕ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

(Содержание расчетно-пояснительной записки носит рекомендательный характер и корректируется в зависимости от темы ВКР)

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 углеводородов; 1.5. Осложняющие факторы горно-геологических условий и физико-химических свойств пластовых жидкостей данного месторождения на процесс разработки на существующей ее стадии. Выводы по геологическому разделу *(способствующие раскрытию и (или) обоснованию темы ВКР).*

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения

В разделе приводится краткая 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 6**). 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 продуктивные толще месторождения. Краткие выводы.

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.

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. Краткие выводы.

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 7).
Краткие выводы.

1.4. Запасы углеводородов

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 8). Краткие выводы.

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 солей, образование эмульсии), многопластовость, расчлененность, наличие газовых шапок, водоплавающих залежей; нефти повышенной и высокой вязкости со значительным содержанием асфальто-смоло-парафиновых соединений (АСПО). Краткие выводы.

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. Краткие выводы.

2.2. Анализ состояния фонда скважин *(носит рекомендательный характер)*

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

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. Краткие выводы.

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. Краткие выводы.

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). Краткие выводы.

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. Краткие выводы.

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.

Краткие выводы.

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.

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.

Краткие выводы.

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).

Краткие выводы.

2.9. Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении

В разделе подробно излагается принцип реализации принятого технологического решения.

Краткие выводы.

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.

Краткие выводы.

2.11. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ.

Выводы по всем пунктам раздела.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ включает расчет экономической эффективности внедрения предлагаемых технологических решений.

Экономический раздел состоит из следующих подразделов:

3.1. Обоснование экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения.

3.2. Расчет экономических показателей проекта.

В данном разделе указываются исходные данные для расчета экономической эффективности технологического решения, которые оформляются в сводную таблицу (**Приложение 12**).

Далее рассчитываются:

- выручка от реализации;
- эксплуатационные затраты;
- капитальные вложения (*при наличии*);
- платежи и налоги;
- прибыль от реализации;
- чистая прибыль;
- экономический эффект;
- доход государства.

При наличии капитальных затрат для реализации предложенного технического решения проводятся расчеты:

- поток денежной наличности;
- индекс доходности;
- период окупаемости вложенных средств.

При наличии нескольких вариантов предлагаемых технологических решений проводится 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.

ПРЕЗЕНТАЦИЯ. Графический материал, выносимый на защиту, оформляется в виде презентации, отражающей 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 недопустимо. В дипломных работах обязательно

представление расчетов, проведенных с применением ЭВМ и с использованием программных продуктов.

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. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ ВКР

3.1. 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).

3.2. 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.) именуется 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.

3.3. 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 пишутся 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 8 мм. 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 поставить слово Таблица 5 (продолжение). Если головка таблицы громоздка, допускается ее не повторять. В этом случае пронумеровываются графы, и повторяется их нумерация на следующей странице. Заголовок таблицы не повторяется.

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.

3.4. 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 умещается в одну строку, то она переносится на следующую строку после знака (=) или после знаков (+), минус (-), умножения (x), деления (:). Эти знаки проставляются в конце одной строки и в начале следующей.

Формулы в пределах 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,

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

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:

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

где $\Delta p_{nл}$ – депрессия на пласт, Па; μ – коэффициент динамической вязкости, Пас; 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).

3.5. 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...».

3.6. 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 одностомное или многостомное издание, а также отдельный том (выпуск) многостомного или сериального издания.

На одностомное издание книги составляют монографическое библиографическое описание, на многостомное – 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.

3.7. 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).

4. НОРМОКОНТРОЛЬ И АНТИПЛАГИАТ

Нормоконтроль является завершающим этапом подготовки выпускной квалификационной работы (ВКР). Нормоконтролю подлежат все выпускные работы. Проведение нормоконтроля направлено на проверку соблюдения в ВКР норм, требований и правильности оформления текстовых и графических документов в соответствии с требованиями, установленными следующими документами: 1. ГОСТ Р 7.0.5-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. 2. Порядок проведения государственной итоговой аттестации по образовательным программам высшего образования - программам бакалавриата, программам специалитета и программам магистратуры в ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», утвержденный приказом УдГУ от 30.06.2016 № 812/01-04; 3. Методическое пособие по выполнению выпускной квалификационной работы для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии, направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 2021.

На нормоконтроль представляется подписанная научным руководителем ВКР в распечатанном, непереплетенном виде для проверки на соответствие ВКР типовой структуре, требованиям стандарта ГОСТ Р 7.0.5-2008 на правильность оформления библиографических ссылок и списка использованных источников, требованиям к оформлению всех элементов ВКР в соответствии с данным методическим пособием по выполнению выпускной квалификационной работы. В том случае, если в ВКР не выполнено какое-либо из перечисленных требований выпускная квалификационная работа возвращается на доработку.

В выпускной квалификационной работе нормоконтролером проверяется:

- соответствие темы выполненной работы теме, утвержденной по приказу;
- правильность оформления титульного листа и наличие необходимых подписей;

- соблюдение требований оформления текста ВКР в соответствие с методическими указаниями, изложенными в этой работе;

- правильность выполнения основной надписи и нумерации страниц;

- проверка в системе Антиплагиат (Руконтекст с 2021 года) УдГУ (выдаётся справка о показателе оригинальности текста);

- наличие и правильность ссылок на литературные источники;

- наличие и правильность оформление отзыва на ВКР.

Показатель оригинальности текста ВКР оценивается не менее чем в 60%.

«Антиплагиат» (Antiplagiat.ru) - это специализированная поисковая система, основным назначением которой является проверка текстовых файлов на наличие плагиата (присвоение плодов чужого творчества). «Антиплагиат» используется при анализе курсовых работ, рефератов, ВКР (выпускная квалификационная работа), докладов, дипломов, отчётов, монографий, диссертаций, научных статей.

5. ПОДГОТОВКА ДОКЛАДА И ПРЕЗЕНТАЦИИ

К публичной защите выпускной квалификационной работы студент должен подготовить доклад (речь) и презентацию. Ориентировочное время доклада на защите ВКР - 10 минут. Это следует учитывать при подготовке текста речи.

Доклад – это основа защиты ВКР, по результатам которой выставляется соответствующая оценка всей работе. Члены ГЭК не изучают подробно письменную форму всей выпускной квалификационной работы, а делают свои выводы главным образом на основе речи студента и его ответов на вопросы. Поэтому важно не только написать хорошую работу, но и уметь правильно представить достигнутые результаты непосредственно на ее публичной защите.

Краткость и точность – необходимые и обязательные качества научной речи. Реализация этих качеств означает умение избежать ненужных повторов, излишней детализации. Слова и словосочетания, не несущие никакой смысловой нагрузки, должны быть исключены из текста доклада.

В начале доклада необходимо обосновать актуальность и значимость избранной темы, сформулировать цели и задачи работы. Затем, в последовательности, установленной логикой проведенного исследования, нужно изложить основное содержание работы. При этом особое внимание следует обращать на наиболее важные разделы и результаты, новизну работы, критические сопоставления и оценки, раскрыть сущность проблемы и подчеркнуть свой вклад в ее решение, охарактеризовать итоги проведенного исследования, перспективы работы над данной темой и пути внедрения результатов ВКР в практику.

Заключительная часть доклада строится по тексту заключения выпускной квалификационной работы, где перечисляются общие выводы и основные рекомендации.

В целом введение и заключение ВКР, как раз-таки и должны составлять доклад.

Доклад автора выпускной квалификационной работы сопровождается демонстрацией слайдов презентации. Компьютерная презентация доклада ВКР выполняется в формате Microsoft PowerPoint. Количество слайдов – от 10 до 15.

Презентация ВКР – это краткое наглядное изложение информации о проведенном исследовании, представленное на слайдах. Это визуальная подача материала, подкрепленная комментариями автора работы.

Слайды презентации могут содержать тезисы, рисунки, схемы, графики, таблицы, которые иллюстрируют основные положения работы. Их цель – наглядно представить полученные автором результаты и ход решения поставленных задач.

Презентация, как и доклад, тоже имеет свою структуру:

- титульный лист, где указываются полное наименование университета, факультета и кафедры, тема, автор и научный руководитель работы;
- описание объекта исследования, целей и задач работы;
- последовательное изложение полученных результатов и выводов работы с оценкой дальнейших перспектив исследованной темы;
- заключение (выводы и рекомендации).

Дизайн презентации должен быть выдержан в едином стиле. Каждый слайд должен содержать заголовок. Текст на слайдах должен быть легко читаем и четко виден на выбранном фоне.

Слайды не должны быть перегружены информацией. Пункты перечней должны быть выполнены короткими фразами, оптимально – одна строка, максимум – две.

Таблицы и графики должны иметь названия. При показе графиков и диаграмм по осям координат откладываются соответствующие показатели с указанием размерности, буквенные обозначения которых выносятся на концы координатных осей. При необходимости вдоль координатных осей делаются поясняющие надписи.

В презентации не должно быть объемных схем и таблиц с большим количеством информации и сложной структурой. При необходимости можно поместить такие схемы и таблицы в раздаточный материал.

Некоторую часть текстовой информации, содержащейся в работе, можно преобразовать в графическую форму. Например, если влияющие на исследуемый показатель факторы приводятся в выпускной квалификационной работе в виде списка, то в презентации их можно дать в виде схемы.

Эффекты анимации могут быть использованы в разумных пределах. Чрезмерное использование анимации занимает лишнее время и отрицательно сказывается на качестве восприятия материала.

Рекомендуется жирным шрифтом или цветом выделять те ключевые фрагменты, на которых студент предполагает останавливаться при обсуждении.

6. ЭТАПЫ РАБОТЫ НАД ВКР, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ВКР

Подготовка выпускной квалификационной работы должна осуществляться обучающимся самостоятельно в завершающий период теоретического обучения, под руководством квалифицированного научного руководителя.

Этапы работы над ВКР

Планирование работы над ВКР	Сроки
Прикрепление к научному руководителю	сентябрь последнего курса обучения
Выбор темы ВКР	до 1 ноября последнего курса обучения
Ознакомление с документами ГИА:	
- порядком проведения ГИА и апелляции результатов ГИА	не позднее, чем за 6 мес. до начала даты ГИА
- программой ГИА и требования к ВКР	не позднее, чем за 6 мес. до начала даты ГИА
- расписанием ГИА	не позднее, чем за 1 мес. до первого ГИА
Приказ о закреплении темы ВКР	не позднее, чем за 1 месяц до защиты
Предоставление ВКР научному руководителю для написания отзыва (исполнитель ставит свою подпись и дату сдачи работы)	не позднее, чем за 2 недели до защиты
Нормоконтроль выпускной квалификационной работы	не позднее, чем за 10 дней до защиты
ВКР с письменным отзывом научного руководителя передается заведующему кафедрой (который решает вопрос о допуске работы к защите и ставит свою подпись и дату на титульном листе в графе допуска)	не позднее, чем за 1 неделю до защиты
ВКР сдается на кафедру (для передачи в ГЭК)	не позднее, чем за 3 календарных дня до защиты выпускной квалификационной работы

Выполненная работа подписывается студентом и сдается руководителю не позднее, чем за десять дней до начала защиты. После окончательной проверки работы руководитель оформляет отзыв, подписывает работу.

Подписанная руководителем и консультантами работа сдается нормоконтролеру.

Не позднее чем за 30 календарных дней до дня проведения первого государственного аттестационного испытания организация утверждает распорядительным актом расписание государственных аттестационных испытаний (далее - расписание), в котором указываются даты, время и место проведения государственных аттестационных испытаний и предэкзаменационных консультаций, и доводит расписание до сведения обучающегося, председателя и членов государственных экзаменационных комиссий и апелляционных комиссий, секретарей государственных экзаменационных комиссий, руководителей и консультантов выпускных квалификационных работ.

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

Защита работы проводится на заседании государственной экзаменационной комиссии (ГЭК). Состав комиссии утверждается приказом ректора.

Задачи ГЭК – выявление подготовленности студента к профессиональной деятельности и принятие решения о том, можно ли студенту присвоить квалификацию «Горный инженер» по специальности 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии». 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 ГЭК (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 и рецензию от специалиста нефтегазовой отрасли.

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 ГЭК 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.

Оценка по итогам защиты складывается как средняя от выставленных оценок каждым членом ГЭК. В свою очередь, каждый член ГЭК 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.

Оценивание выполнения и защиты ВКР каждым студентом проводится членами ГЭК. После окончания защиты члены ГЭК на закрытом заседании принимают решение об оценке ВКР и присвоению соответствующей квалификации. Решение ГЭК 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 ГЭК.

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

Основными критериями оценки ВКР 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 ГЭК при защите ВКР следует отмечать работы: носящие творческий характер и характеризующиеся глубиной разработки темы; имеющие важное практическое значение.

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

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

Обучающиеся, не прошедшие государственную итоговую аттестацию (ГИА) в связи с неявкой на защиту ВКР по уважительной причине (временная нетрудоспособность, исполнение общественных или государственных обязанностей, вызов в суд, транспортные проблемы (отмена рейса, отсутствие билетов), погодные условия или в других случаях, перечень которых установлен УдГУ), вправе пройти ее в течение 6 месяцев после завершения государственной итоговой аттестации.

Обучающийся должен представить в организацию документ, подтверждающий причину его отсутствия.

Обучающиеся, не прошедшие защиту ВКР в связи с неявкой на защиту ВКР по неуважительной причине или в связи с получением оценки «неудовлетворительно» и не прошедшие государственное аттестационное испытание в установленный для них срок (в связи с неявкой на государственное аттестационное испытание или получением оценки «неудовлетворительно»), отчисляются из организации с выдачей справки об обучении как не выполнившие обязанностей по добросовестному освоению образовательной программы и выполнению учебного плана.

Лицо, не прошедшее государственную итоговую аттестацию, может повторно пройти государственную итоговую аттестацию не ранее чем через 10 месяцев и не позднее чем через пять лет после срока проведения государственной итоговой аттестации, которая не пройдена обучающимся.

Указанное лицо может повторно пройти государственную итоговую аттестацию не более двух раз.

Для повторного прохождения государственной итоговой аттестации указанное лицо по его заявлению восстанавливается в организации на период времени, установленный организацией, но не менее периода времени, предусмотренного календарным учебным графиком для государственной итоговой аттестации по соответствующей образовательной программе.

При повторном прохождении государственной итоговой аттестации по желанию обучающегося решением организации ему может быть установлена иная тема выпускной квалификационной работы.

7. ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ЗАЩИТЕ ВКР

Как уже отмечалось ранее, защита ВКР носит публичный характер. Во время процедуры защиты выпускной квалификационной работы её автор постоянно находится у доски (трибуны, кафедры) и уходит только после окончания защиты. В этом разделе обратим внимание на то, как себя вести во время защиты, грамотно ответить на задаваемые вопросы комиссии и уверенно держаться перед слушателями.

Студент должен подготовиться к свободному изложению основного содержания выпускной работы, по возможности, не обращаясь к письменному тексту доклада. Для успеха защиты необходимо подготовить хороший доклад и качественный наглядный материал. Но не менее важно достойно выступить с защитной речью. Изложение доклада для многих студентов является серьезной проблемой, и, случается, что отлично написанная и подготовленная работа получает низкую оценку только потому, что выпускник плохо выступил на защите.

Важной особенностью психологии публичного выступления является то, что докладчика встречают по внешнему виду и по тому, как он начал свою речь. Выходя на защиту, необходимо демонстрировать уверенность и спокойствие.

Встав на место докладчика, следует повернуться к аудитории лицом. В начале выступления нужно постараться захватить внимание слушателей. Плохое начало – извинение («Простите, я очень волнуюсь», «Надеюсь, вам понравится»), оправдание («Я вчера не спал, очень устал», «Сложный день, даже не поел»). Начало должно быть уверенным, оно запоминается и влияет на общее впечатление о докладчике. Не следует злоупотреблять такими выражениями, как «типа того», «в общем», «так сказать», «как бы» и т.п.

В целом, выступление должно быть последовательным, логичным, доказательным, предельно четким и точным.

Существуют общие правила и рекомендации публичного выступления.

- Не торопитесь. Темп изложения должен быть умеренный. Быстрая речь способствует поверхностному дыханию и усиливает волнение.

- Избегайте суетливых движений. При этом не отказывайтесь от жестов, если вы к ним привыкли.

- Избегайте слишком высокого тона.

- Не говорите слишком тихо. Вас должны слышать в последних рядах аудитории.

- Избегайте монотонности. Делайте интонационные паузы и акценты.

- Правильно произносите аббревиатуры и их расшифровку. Правильно выговаривайте слова, в том числе иностранные (подготовьтесь заранее).

- Покажите уверенность и энтузиазм. Чтобы убедить других, нужно продемонстрировать собственную убежденность.

- Старайтесь поддерживать визуальный контакт со всей аудиторией.

- Не читайте с листа подготовленную речь. Ваше внимание должно быть приковано к аудитории, а не к лежащему перед вами тексту. Если вы все же планируете что-то зачитывать, отпечатайте свою речь крупным шрифтом с достаточно большим междустрочным интервалом.

- Не переворачивайте страницы. Аккуратно сдвигайте их в сторону.

- Начинайте ваше выступление приветствием. Закончив, поблагодарите аудиторию за внимание.

После доклада членам ГЭК и всем присутствующим предоставляется возможность задать вопросы студенту по прослушанному материалу. Целью задаваемых вопросов ни в коем случае не является желание комиссии поставить выпускнику более низкую оценку. В ситуации публичной защиты с помощью вопросов члены комиссии стремятся понять общий уровень подготовки студента, его компетентность в теме исследования, степень самостоятельности при написании работы. Вопросы могут носить конкретный или общий характер. Наиболее распространенные общие вопросы:

- В чем научная новизна работы?

- Каковы перспективы дальнейшего развития темы данного исследования?

- Какова практическая значимость данных в работе рекомендаций?

- Какие исследования проведены Вами лично в ходе выполнения работы?

На все вопросы студент должен отвечать коротко, но с необходимой полнотой и аргументацией. Допускается при ответах на вопросы обращаться к тексту своей работы. В любом случае, студенту следует проявить информированность, компетентность в своей теме, а для этого необходимо «предвидеть» некоторые вопросы, которые могут задать в процессе защиты, и продумать варианты ответов на них.

Однако даже подготовленный выпускник может столкнуться с ситуацией, когда он не знает ответа на поставленный вопрос. В этом случае допустимо прибегать к определенным приемам ухода от прямого ответа. Некоторые из них:

- переадресовка к компетентному мнению, авторитету, ссылка на сложившуюся традицию, например: «В работе использована общепринятая теория Иванова, в рамках которой не делается акцент на этом вопросе...»;

- выражение благодарности или комплимента за вопрос типа «Да, действительно это очень интересный вопрос, большое спасибо за идею, в дальнейшем обязательно будем работать над этой проблемой...»;

- оправдание пробела в собственных знаниях ограниченностью объема исследования, например: «Затрудняюсь ответить на данный вопрос, так как объем настоящего исследования ограничен, в рамках подготовки выпускной работы невозможно охватить все вопросы в полном объеме», «Мы ставили перед собой другие цели, о которых было заявлено в начале выступления...»;

- демонстрация непонимания сущности вопроса, что может позволить соискателю сосредоточиться, подумать, например: «Я не совсем понял сущность поставленного вопроса, Вы не могли бы уточнить, что Вас интересует или переформулировать вопрос...».

В процессе защиты выпускник обязан также ответить на замечания (если таковые имеются), содержащиеся в отзывах и рецензиях. Как правило, они не умаляют ценности рассматриваемой работы. В то же время необходимо заранее продумать, как можно опровергнуть критику в свой адрес. С замечаниями, не носящими принципиального характера, лучше согласиться.

После доклада и ответов выпускника на вопросы членов комиссии и на замечания, содержащиеся в отзывах научного руководителя и рецензента, защита считается завершенной. Разумеется, главное на защите ВКР – это знания выпускника и хорошая подготовка.

Но не стоит списывать со счетов некоторые детали, которые могут повлиять на впечатление членов комиссии, а значит, и на их решение. Одна из таких деталей – одежда. Существуют стандартные правила: одежда на защиту выпускной квалификационной работы должна быть в деловом официальном стиле, не экстравагантной и ни в коем случае не вызывающей. Выпускник своим внешним видом должен показать зрелость и серьезный настрой.

Правила поведения на защите распространяются не только на выступающих с докладами, но и на всех присутствующих студентов и посетителей, пришедших поддержать своих товарищей. Не допускается входить и выходить из аудитории после начала защиты и до ее окончания, громко разговаривать во время выступления выпускника, комментировать доклад, задаваемые вопросы и ответы на них.

8. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ ВКР

№ п/п	Тема дипломных проектов
1	Эффективность применения гидроразрыва пласта для интенсификации добычи нефти на месторождении.
2	РИР по ограничению водопритока как метод вывода скважин из бездействия на примере месторождения.
3	Обоснование технологии выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин месторождения.
4	Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки воды на примере нефтяного месторождения.
5	Повышение эффективности соляно-кислотных обработок скважин месторождения.
6	Повышение эффективности работы штанговых насосных установок при добыче высоковязких нефтей на месторождении.
7	Методы предотвращения и борьбы с АСПО в условиях месторождения.
8	Доразработка остаточных запасов нефти высокообводненных участков месторождения с неоднородными коллекторами.
9	Повышение коэффициента охвата пласта разработкой по мощности в стадии освоения скважин.
10	Эффективность эксплуатации УЭЦН и пути повышения межремонтного периода на нефтяном месторождении.
11	Оптимизация работы низкодебитных скважин на месторождении.
12	Повышение эффективности эксплуатации скважин на месторождении с высоковязкими нефтями.
13	Выбор оптимального технологического режима эксплуатации скважин на нефтяном месторождении.
14	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УСШН при повышенных газовых факторах (установка скважинного штангового насоса).
15	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭЦН (установка скважинного электроцентробежного насоса).
16	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью винтовых штанговых насосов.
17	Выбор оптимальных методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с ШГН на нефтяном месторождении.
18	Анализ разработки месторождения.
19	Оптимизация работы СШНУ на месторождении.
20	Обоснования технологических режимов эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на месторождении.
21	Обоснования оптимальных режимов работы скважины на объекте месторождения.
22	Анализ эффективности ограничения водопритока по объектам месторождения.
23	Обоснование режимов работы обводненного фонда скважин объекта месторождения.

24	Совершенствование системы заводнения по объекту месторождения.
25	Новые технологии воздействия на ПЗП при разработке карбонатных коллекторов.
26	Анализ результатов уплотнения сетки скважин на объекте месторождения.
27	Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки воды.
28	Выравнивание фронта нагнетаемой воды и регулирование выработки пластов за счет применения циклического заводнения.
29	Оценка эффективности разукрупнения эксплуатационных объектов на месторождении.
30	Эффективность применяемых систем заводнения нефтяных пластов на примере месторождения
31	Совершенствование разработки объекта месторождения.
32	Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах нефтяного месторождения.
33	Расчет технологических параметров эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН на месторождении.
34	Технологии разработки нефтяных оторочек с применением горизонтальных скважин на примере месторождения.
35	Анализ эффективности разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием.
36	Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении.
37	Анализ эффективности применения микробиологических методов увеличения добычи нефти.
38	Повышение эффективности проведения ГТМ на скважинах..... месторождения.
39	Анализ технологических режимов эксплуатации скважин на объекте месторождения.
40	Повышение эффективности разработки за счет геолого-технологических мероприятий на скважинах месторождения.
41	Повышение эффективности контроля за разработкой месторождения.
42	Анализ влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу месторождения.
43	Анализ эффективности заводнения месторождения.
44	Обоснование технологии воздействия на пласт месторождения с целью интенсификации притока нефти.

9. МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

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

Одним из вариантов оценки влияния расколматации 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:

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

где Q – дебит скважины, м³/сут; k – проницаемость продуктивного пласта, мД; h – вскрытая толщина пласта, м; $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – 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):

$$PI_{\text{прод}}^{\text{макс}} = \frac{2\pi h k_{\text{пл}}}{\mu_{\text{пл}} \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (3)$$

где k – проницаемость «незагрязненного» пласта, h – толщина пласта, $\mu_{\text{пл}}$ – вязкость пластовой продукции, R_k – радиус контура питания, r_c – 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):

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

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

Целевое значение коэффициента продуктивности ПЗП (после обработки):

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

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:

$$Q_{\text{доп}} = (Q' - Q) \cdot N / 2 \quad (10)$$

Оценка 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 полугодия колеблется в пределах $\pm 10\%$ от среднего значения).

2) Анализ 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) Анализ 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.

4) Гидродинамический метод 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.

Остановимся подробнее на третьем методе.

9.2. 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 количественной 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.

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

Интегральные характеристики вытеснения – эмпирическая зависимость между величинами накопленных отборов нефти и жидкости. Они, 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 модели – определяют соотношение, связывающее среднесуточные значения дебитов нефти или жидкости со временем или накопленным отбором жидкости. Они включают 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.

Выделяют следующие характеристики вытеснения:

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

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

$$Q_{н} = A + B \cdot \left(1/\sqrt{Q_{ж}}\right) \text{ (предложена Пирвердянном А.М. и др.)} \quad (13)$$

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

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

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

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

где $Q_{н}$, $Q_{в}$, $Q_{ж}$ – накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно; $q_{н}$, $q_{в}$, $q_{ж}$ – добыча нефти, воды, жидкости по годам разработки соответственно; A , B , C – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных.

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;
- 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.

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 воздейст-

вия, бурения самостоятельных скважин на отдельные прослои, линзы, тупиковые и слабодренируемые 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 слабозаметным 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.

Расчет технологических показателей проводится по режимным кривым отборов, совмещенных 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».

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.

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.

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 строятся графики зависимости Q_n от $(\ln Q_j)$, Q_n от $(\ln Q_v)$, Q_n от (Q_v/Q_j) , $Q_n \text{ от } (1/\sqrt{Q_j})$, Q_j/Q_n от (Q_v) .

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.

9.3. Расчет обработки скважины раствором соляной кислоты

Для расчета предварительно необходимо заполнить таблицу 1 с исходными данными, которые будут необходимы для расчета.

Таблица 1

Исходные данные

Наименование параметра	Буквенные обозначения	Единицы измерения
1. Глубина скважины	H	м
2. Эффективная мощность пласта	hэф	м
3. Пластовое давление	P пл.	МПа
4. Общая мощность пласта	h	м
5. Высота зумпфа	hз	м
6. Диаметр скважины	Дскв	мм
7. Диаметр насосно-компр. труб	днкт	мм
8. Коцентрация кислотного раствора	X	%
9. Норма расхода кислотного раствора на 1 м	N	м ³ /м
10. Коцентрация HCl	Z	%
11. Коэффициент проницаемости	Кпр	мкм ²

1. Определяют потребное количество кислотного раствора для обработки одной скважины по формуле:

$$V_{кр} = N \cdot h_{эф}, \text{ м}^3 \quad (18)$$

где N – норма расхода на 1 м эффективной мощности пласта, м³/м; hэф. – эффективная мощность пласта, м.

2. Пользуясь таблицей В.Г. Уметбаева: «ГТМ при эксплуатации скважин» (табл. 2), определяется объем кислоты, необходимый для получения потребного объема кислотного раствора, и необходимое количество воды.

3.

Таблица 2

Расчетные количества кислоты и воды для приготовления 1000 л раствора кислоты запланированной концентрации

Расчетная концентрация кислотного раствора %	Исходная концентрация технической HCL %											
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
HCL 8	500	470	445	420	400	382	362	348	334	320	308	296
вода	500	530	555	580	600	618	638	652	666	680	692	764
HCL 10	625	590	556	526	500	477	455	435	417	400	385	370
вода	375	410	444	474	500	523	545	565	583	600	615	630
HCL 12	750	705	670	635	600	570	546	520	500	480	462	445
вода	250	295	330	365	400	430	454	480	500	520	538	555
HCL 15	935	885	835	790	750	715	685	652	625	600	575	556
вода	65	115	165	210	250	285	315	348	375	400	425	444

Пример: для обработки скважины нужно приготовить 10%-ый рабочий раствор кислоты. На кислотной базе или скважине имеется товарная концентрированная кислота 27%-ой концентрации. Нужно определить количество кислоты и воды для приготовления 10%-го раствора. Для этого по табл.2 определяем, что для приготовления 1000 л 10%-го рабочего раствора кислоты нужно 370 л товарной кислоты и 630 л воды. Отсюда $W_{кр} = 370$ л; $W_{в} = 630$ л соответственно.

4. Рассчитывается объем товарной концентрированной кислоты для 10% раствора по формуле:

$$W_k = A \cdot X \cdot V_{кр} \cdot (B - X) / B \cdot Z \cdot (A - X); \text{ м}^3 \quad (19)$$

где А и В – числовые коэффициенты, А = 214, В = 226; X – концентрация соляно-кислотного раствора, %; Z – концентрация товарно-соляной кислоты, %; $V_{кр}$ – объем кислотного раствора для обработки одной скважины, м^3 ;

5. В качестве ингибитора применяется Уникол-2, определяется потребное количество ингибитора по формуле:

$$Q_y = 74 \cdot b \cdot X \cdot V_{кр} / (A - X), \text{ дм}^3 \quad (20)$$

где b – процент добавки У-2 в соляную кислоту, b=5%.

6. Против выпадения солей железа в соляную кислоту добавляют уксусную кислоту. Количество уксусной кислоты определяется по формуле:

$$Q_{ук} = 1000 \cdot b \cdot V_{кр} / C, \text{ дм}^3 \quad (21)$$

$$b = f + 0,8; \% \quad (22)$$

где f – содержание солей железа в соляной кислоте, %; f = 0,7%; C – концентрация уксусной кислоты, добавляемой в раствор, %; C = 80%.

7. Для растворения в породе кремнистых соединений, для предупреждения их выпадения в осадок в виде геля кремнистой кислоты к соляной кислоте добавляется фтористоводородная кислота HF. Потребное количество HF определяется по формуле:

$$Q_{HF} = 1000 \cdot b \cdot V_{кр} / n, \text{ дм}^3 \quad (23)$$

где b – процент добавки HF к объему раствора = 1%; n – концентрация HF = 60%.

8. В товарной кислоте содержится примесь H_2SO_4 в количестве 0,6%, которая образуется после реакции с углекислотой и известняком. Образованный гипс $CaSO_4$ в виде кристаллов закупоривает поры пласта, против выпадения гипса к соляной кислоте добавляют $BaCl_2$. Требуемое количество $BaCl_2$ находится по формуле:

$$Q_{BaCl_2} = 21,3 \cdot V_{кр} \cdot a \cdot X / (Z - 0,02); \text{ кг}, \quad (24)$$

где a – 0,6 % содержание H_2SO_4 в соляной кислоте.

9. В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения на границе двух сред (нефть–порода) применяется реагент ПБ-10, который одновременно является ингибитором, снижающим скорость реакции между кислотой и породой, что способствует более глубокому проникновению кислоты в породу. Количество ПБ-10 определяется по формуле:

$$Q_{ПБ-10} = V_{кр} \cdot b, \text{ дм}^3 \quad (25)$$

где b – процентное содержание ПБ-10 в кислотном растворе = 0,01 %

10. Определим объем воды для приготовления требуемого кислотного раствора:

$$V_v = V_{кр} - W_{кр} - \sum Q_{доб}, \text{ м}^3 \quad (26)$$

где $Q_{доб}$ – суммарный расход всех добавок; $\text{м}^3/1000$.

11. Для изоляции зумпфа скважины применяется бланкет. Бланкет – водный раствор хлористого кальция плотностью 1200 кг/м:

$$V_{бл} = (\pi D^2 / 4) \cdot h_3; \text{ м}^3 \quad (27)$$

где D – внутренний диаметр скважины, м; h_3 – высота зумпфа скважины, м.

Для получения 1 м^3 раствора хлористого кальция с плотностью 1200 кг/м³ требуется 540 кг хлористого кальция и 0,66 м^3 пресной воды. Для изоляции зумпфа требуется следующее количество хлористого кальция:

$$M_{CaCl_2} = 540 \cdot V_{бл}, \text{ кг} \quad (28)$$

Потребное количество воды для раствора:

$$V_v CaCl_2 = 0,66 \cdot V_{бл}, \text{ м}^3 \quad (29)$$

12. До закачки раствора соляной кислоты скважина должна быть заполнена нефтью. Раствор должен заполнить выкидную линию диаметром 0,05 м и длиной 100 м ($L_{в.л}$):

$$V_{в.л} = (\pi D^2 / 4) \cdot L_{в.л}, \text{ м}^3 \quad (30)$$

13. Кислота должна заполнить НКТ до верхних перфорационных отверстий. Объем НКТ определяется по формуле:

$$V_{нк\tau} = (\pi d^2 / 4) \cdot L_{нк\tau}, \text{ м}^3 \quad (31)$$

14. Кислота должна заполнить объем скважины от кровли до подошвы пласта. Объем забоя вычисляется по формуле:

$$V_{заб} = (\pi D^2 / 4) \cdot h, \text{ м}^3 \quad (32)$$

15. Устье скважины герметизируют, раствор под давлением закачивают в скважину продавочной жидкостью в объеме, равном:

$$V_{пр} = V_{в.л} + V_{нк\tau} + V_{заб}, \text{ м}^3 \quad (33)$$

16. После остановки на реагирование скважину осваивают – очищают от продуктов реакции поршневанием или промывкой. Затем скважину исследуют на приток для оценки эффективности соляно-кислотной обработки. Радиус проникновения кислоты определяется по формуле:

$$R_{пр} = 0,5 \cdot \sqrt{(V_{кр} + 0,785 \cdot K_{пр} \cdot D^2 \cdot h_{эф}) / (0,785 \cdot K_{пр} \cdot h_{эф})}, \text{ м} \quad (34)$$

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

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

Для расчетов дебита используется аналог формулы Renard, Dupuy:

$$q_r^* = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[\frac{f_b(s)}{\mu_b} + \frac{f_n(s)}{\mu_n} \right] \cdot A \quad (35)$$

$$q_r'' = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_n(s)}{\mu_n} \cdot A \quad (36)$$

$$\text{где } A = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}, \quad (37)$$

где q^* – дебит скважины по жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$, q'' – дебит скважины по нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Для сравнения дебит вертикальной скважины вычисляется по формулам:

$$q_b^* = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[\frac{f_b}{\mu_b} + \frac{f_n}{\mu_n} \right] \cdot B \quad (38)$$

$$q_b'' = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_n}{\mu_n} \cdot B \quad (39)$$

$$\text{где } B = \frac{P_k - P_c}{R_k} \cdot 86,4, \quad (40)$$

$$\ln \frac{R_k}{r_c}$$

где $f_b(s)$ и $f_n(s)$ – относительные фазовые проницаемости для воды и нефти.

Обычно используются зависимости вида:

$$f_b(s) = \left(\frac{s - s_{cb}}{1 - s_{cb}} \right)^a \quad \text{для } s_{cb} \leq s \leq 1$$

$$f_b(s) = 0 \quad \text{для } s \leq s_{cb}$$

$$f_n(s) = \left(\frac{1 - s_{н.о} - s}{1 - s_{н.о}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s), \quad 0 \leq s \leq 1 - s_{н.о}$$

$$f_n(s) = 0 \quad \text{для } s \geq 1 - s_{н.о}$$
(41)

В формулах (41) s_{cb} – 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:

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

Дебит скважины по воде обычно определяют по формуле:

$$q_b = F(s) \cdot q_{ж}, \quad (42)$$

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

$$F(s) = \frac{f_b(s)}{f_b(s) + \frac{\mu_b}{\mu_n} \cdot f_n(s)} \quad (43)$$

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

9.4.2. 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:

$$q_w^* = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + a_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}} \quad (44)$$

$$q_w^u = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + b_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}} \quad (45)$$

$$a_1 = \left[\frac{f_w(s_k)}{\mu_w} + \frac{f_w(s_\phi)}{\mu_n} \right]^{-1}; \quad a_2 = \left[\frac{f_w(s_\phi)}{\mu_w} + \frac{f_w(s_\phi)}{\mu_n} \right]^{-1};$$

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

Дебиты *горизонтальной скважины* по жидкости и по нефти:

$$q_r^* = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + a_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + a_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}} \quad (46)$$

$$q_r^u = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + b_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + b_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}} \quad (47)$$

$$a_3 = \left[\frac{f_w(\bar{s}_\phi)}{\mu_w} + \frac{f_w(\bar{s}_\phi)}{\mu_n} \right]^{-1};$$

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

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

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.

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

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

$$q_v^* = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_r \cdot K_b} \cdot \left[\frac{f_b(s)}{\mu_b} + \frac{f_u(s)}{\mu_u} \right] \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{c.экв.}}} \quad (48)$$

$$q_v^u = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_r \cdot K_b} \cdot \frac{f_u(s)}{\mu_u} \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{c.экв.}}} \quad (49)$$

$$r_{c.экв.} = \frac{\beta + 1}{2 \cdot \sqrt{\beta}} \cdot r_c; \quad \beta = \sqrt{\frac{K_r}{K_b}} \quad (50)$$

Дебиты *горизонтальной скважины*:

$$q_r^* = 2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot h \cdot \left[\frac{f_b(s)}{\mu_b} + \frac{f_u(s)}{\mu_u} \right] \cdot Z \quad (51)$$

$$q_r^u = 2 \cdot \pi \cdot K_r \cdot h \cdot \frac{f_u(s)}{\mu_u} \cdot Z \quad (52)$$

$$\text{где } Z = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \cdot \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1) \cdot \pi \cdot r_c}} \quad (53)$$

9.5. 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 2020 г. берется период времени: 01.09.2019–31.08.2020).

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

$$HO = \frac{T}{N} (\text{сут.}), \quad (54)$$

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 (Т) 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.

9.6. 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:

$$S'_{\max} = \frac{1}{J_D^{opt}} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{3}{4}, \quad (55)$$

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.

$$K_{np}^{ГРП} = \frac{KH}{18.4 \cdot B_n \cdot \mu \cdot \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S' \right)}, \quad (56)$$

где $K_{np}^{ГРП}$ – потенциальный коэффициент продуктивности при ГРП, м³/сут/атм; KH – текущая проводимость, мД·м; B_n – объемный коэффициент нефти, м³/м³; 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 $Q_{ж}^{обц}$ выполняется следующим образом: если $P_{заб} < P'_{заб}$, то потенциальный дебит жидкости $Q_{ж}^{обц}$ не рассчитывается и его значение

принимается равным $Q_{жс}$. В противном случае, потенциальный дебит жидкости после проведения ГРП и оптимизации рассчитывается, как:

$$Q_{жс}^{общ} = \begin{cases} K_{пр}^{ГРП} \cdot (P_{пл} - P'_{заб}), & P'_{заб} \geq P_{нас} \\ K_{пр}^{ГРП} \cdot \left(P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1.8} \cdot \left(1 - 0.2 \cdot \frac{P'_{заб}}{P_{нас}} - 0.8 \cdot \left(\frac{P'_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right) \right), & P'_{заб} < P_{нас} \end{cases} \quad (57)$$

где $Q_{жс}^{общ}$ – потенциальный дебит жидкости после ГРП, м³/сут; $K_{пр}^{ГРП}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/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 $Q_{жс}^{общ}$ 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 $Q_n^{общ}$ вычисляется на основе потенциального дебита жидкости после ГРП и оптимизации $Q_{жс}^{общ}$, текущего значения обводненности W и плотности нефти ρ_n :

$$Q_n^{общ} = Q_{жс}^{общ} \cdot \left(1 - \frac{W}{100} \right) \cdot \rho_n, \quad (58)$$

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

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 $Q_n^{общ}$:

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

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

$$\Delta Q_n^{ГРП} = Q_n^{ГРП} - Q_n^{опт}, \quad (60)$$

где $\Delta Q_n^{ГРП}$ – потенциальный прирост дебита нефти после проведения ГРП, т/сут; $Q_n^{ГРП}$ – потенциальный дебит нефти после проведения ГРП и оптимизации, т/сут; $Q_n^{опт}$ – потенциальный дебит нефти после оптимизации, т/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:

$$K_{ин(упр)} = \frac{(m \cdot \beta_{ж} + \beta_n) \cdot F_H \cdot h_H \cdot (P_{пл} - P_{ис}) \cdot \rho_{нл} \cdot 10^{-3}}{Q_{геол} \cdot b_n}, \quad (61)$$

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

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

$$K_{ин(гж)} = 0,418 \cdot \left(\frac{m \alpha_n}{\Gamma} \right)^{0,1611} \cdot \left(\frac{k_{пр}}{\mu_{ж}} \right)^{0,0079} \cdot (1 - \alpha_n)^{0,3722} \cdot \left(\frac{P_{ис}}{P_k} \right)^{0,1147}, \quad (62)$$

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

$$\alpha_n = \frac{\Gamma}{P_{нас} - P_e} = \frac{103.6}{13.4 - 0.1} = 7.8 \text{ м}^3/\text{МПа} \quad (63)$$

Эта величина подставляется в формулу (71); $P_k=1\text{МПа}$ – давление, при котором прекращается разработка залежи.

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

$$K_{ин(зав)} = 0,270 \cdot k_{np}^{0,0805} \cdot \mu_e^{-0,1008}, \quad (64)$$

где k_{np} – коэффициент проницаемости в мД; $\mu_e = \frac{\mu_n}{\mu_e}$.

9.7. Расчет основных технологических параметров эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН

Методом множественной регрессии выполняются расчеты по моделированию основных показателей работы скважин с установками ЭЦН (для примера использованы следующие данные, таблица 4):

Таблица 4

Фактор	Информативность
Число рабочих ступеней, шт.	0,835
Максимальный угол отклонения от вертикали, град.	0,767
Средний угол отклонения от вертикали, град.	0,642
Номинальный напор ЭЦН, м	0,491
Дебит по жидкости, м ³ /сут	0,399
Номинальная подача ЭЦН, м ³ /сут	0,260
Потребляемая ПЭД мощность, кВт	0,201
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут · МПа)	0,185
Обводненность, %	0,154
Глубина спуска насоса, м	0,108
Срок службы скважины, сут.	0,106
Количество азимутальных поворотов	0,100
Зазор между ЭЦН и обсадной колонной, мм	0,037
Общая масса установки, кг	0,022

«Нароботка на отказ»

$$\begin{aligned} N_{ar} = & 1216 + 0,03 \cdot S_r + 1,73 \cdot Q_{нас} + 0,04 \cdot H_{нас} - 0,03 \cdot H_{sp} - 0,45 \cdot Q_{ж} + 0,04 \cdot D_{lych} + 0,26 \cdot K_{yd} \\ & + 4,75 \cdot H - 25,89 \cdot D_{dv} - 7,80 \cdot S_{kab} + 14,20 \cdot N_{ych} - 21,87 \cdot N_{rem} - 2,97 \cdot N_{dv} - 0,61 \cdot K - 2,05 \cdot B - \\ & 40,58 \cdot N_{pov} + 8,15 \cdot Z_{az} - 1,35 \cdot N_{st} - 0,1 \cdot Mech \end{aligned} \quad (65)$$

Коэффициент множественной корреляции уравнения (61) = 0,68;

Дебит скважины по жидкости

$$\Delta Q_{ж} = 2,33 \cdot 10^{-2} Sr + 4,66 \cdot 10^{-3} H_{нас} - 10,94 \cdot \lg Q_{ж} - 4,14 \cdot \lg H - 178,3 \cdot V_{до} - 4,64 \cdot \lg K_{до} + 22,7 \cdot \lg H_{дин.до} + 193,2 \cdot V_{п} + 11,6 \cdot \lg K_{п} - 5,17 \cdot \lg H_{дин.п} - 55,04 \quad (66)$$

Коэффициент множественной корреляции модели (2) составил 0,86

Дебит скважины по нефти

$$\Delta Q_{н} = 1,69 \cdot 10^{-2} Sr + 11,9 \cdot 10^{-3} H_{нас} - 1,19 \cdot \lg Q_{ж} - 6,23 \cdot 10^{-3} H_{сп} - 1,16 \cdot \lg H + 101,1 \cdot V_{до} - 2,13 \cdot \lg K_{до} + 3,33 \cdot \lg H_{дин.до} - 96,7 \cdot V_{п} + 2,49 \cdot \lg K_{п} - 3,37 \cdot \lg H_{дин.п} - 7,06 \quad (67)$$

Коэффициент множественной корреляции модели (63) составил 0,91.

В уравнениях (61, 62, 63) приняты следующие обозначения: наработка на отказ (N_{ar}), сут; срок службы скважины (Sr), сут; номинальная производительность насоса ($Q_{нас}$), м³/сут; номинальный напор насоса ($H_{нас}$), м; глубина спуска насоса ($H_{сп}$), м; дебит по жидкости ($Q_{ж}$), м³/сут; длина участков набора кривизны (Dl_{ych}), м; удельный коэффициент продуктивности ($K_{уд}$), м²/(сут·МПа); длина двигателя (Dl_{dv}), м; площадь сечения жил кабеля (S_{kab}), мм²; число участков набора кривизны (N_{ych}); число ремонтов (N_{rem}); мощность двигателя (N_{dv}), кВт; коэффициент продуктивности (K), м³/(МПа·сут); число азимутальных поворотов ($N_{пов}$); зазор между насосом и обсадной трубой ($Z_{аз}$), мм; содержание механических примесей ($Mech$), мг/л; глубина спуска насоса ($H_{сп}$), м; толщина пласта (H), м; обводненность продукции до и после оптимизации ($V_{до}$, $V_{п}$), %; Коэффициент продуктивности до и после оптимизации ($K_{до}$, $K_{п}$), м³/(МПа·сут); динамический уровень до и после оптимизации ($H_{дин.д}$, $H_{дин.п}$), м; напор насоса в номинальном режиме ($H_{н.ном}$), м.

10. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

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 **капитальных вложений**; или 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 и эксплуатации 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, представлены в таблице 5.

Таблица 5

Исходные данные для расчета экономического эффекта
проекта с капитальными вложениями

№	Показатели	Ед. изм.	Значения
1.	Дополнительная добыча (нефт. эмульс.) в т.ч. нефти	тыс. т. тыс. т.	
2.	Цена 1 т нефти без НДС	тыс. руб./т	
3.	Выручка от дополнительно добытой нефти	тыс. руб.	

Окончание таблицы 5

4.	Капитальные затраты всего, в т.ч.: - бурение скважин (разведочных, эксплуатационных, БГС, ГС, прочих) - промобустройство	тыс. руб./скв.	
5.	Стоимость бурения 1 скважины	тыс. руб.	
6.	Стоимость бурения БГС, ГС	тыс. руб. тыс. руб.	
7.	Прочие капитальные 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 дополнительную добычу нефти: - энергетические затраты на извлечение жидкости, - сбор и транспорт нефти и газа, - технологическая подготовка нефти, - закачка в пласт жидкости (от доп. добычи с учетом % обводненности) Итого эксплуатационных затрат	руб./т жид. руб./т жид. руб./т жид. руб./т тыс. руб.	
10.	Налоги на входящие в себестоимость продукции: - налог на имущество (на кап. вложения), которые затем ставятся на баланс предприятия - НДС (налог на добычу полезных ископаемых) - НИОКР (от себестоимости доп. добычи нефти)	- тыс. руб./т -	2,2% (Налоговый кодекс) 1,5%
11.	Налог на прибыль	%	20%

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

Вариант 2. При отсутствии капитальных вложений.

Исходные данные для расчета экономического эффекта при отсутствии капитальных вложений сводятся в таблицу 6.

Исходные данные для расчета экономического эффекта
при отсутствии капитальных вложений

№	Показатели	Ед. изм.	Значения
1.	Дополнительная добыча (нефтяной эмульсии) в т.ч. нефти	тыс. т. тыс. т.	
2.	Цена 1 т нефти без НДС	тыс. руб.	
3.	Выручка от дополнительно добытой нефти	тыс. руб.	
4.	Эксплуатационные затраты: - на проведение РИР - на смену насосов - на проведение ГТМ (ГРП, СКО, прочие)	тыс. руб.	
5.	Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти: - энергетические затраты на извлечение жидкости, - сбор и транспорт нефти и газа, - технологическая подготовка нефти, - закачка в пласт жидкости (от доп. добычи с учетом % обводненности) Итого эксплуатационных затрат	руб./т жид. руб./т жид. руб./т жид. руб./т тыс. руб.	
6.	Налоги на входящие в себестоимость продукции: - НДС (налог на добычу полезных ископаемых) - НИОКР (от себестоимости доп. добычи нефти)	тыс. руб./т -	(Налоговый кодекс) 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.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(П_{qt} + A_t) - K_t}{(1 + E_{\mu})^{t-t_p}}, \quad (68)$$

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; E – 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.

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (П_{qt} + A_t) / (1 + E_{\mu})^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_{\mu})^{t-t_p}} \quad (69)$$

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 (T) может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{T_{ok}} \frac{B_t - K_t - Э_{нпр} - H_t + A_t}{(1 + E_{\mu})^{t-t_p}} = 0 \quad \text{или} \quad \sum_{t=1}^{T_{ok}} \frac{(П_t + A_t) - K_t}{(1 + E_{\mu})^{t-t_p}} = 0 \quad (70)$$

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 дипломной работе 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:

$$T_{\text{эни}} = P_{\text{изв}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (74)$$

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:

$$T_{\text{сбт}} = P_{\text{сбт}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (72)$$

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:

$$T_{\text{тп}} = P_{\text{тп}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (73)$$

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):

$$T_{\text{зак}} = P_{\text{з.п}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (74)$$

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

Итого эксплуатационных затрат (без налогов и платежей):

$$T_{\text{т}} = T_{\text{эни}} + T_{\text{сбт}} + T_{\text{тп}} + T_{\text{зак}} + T_{\text{ГТМ}} \quad (75)$$

где $T_{\text{ГТМ}}$ – затраты на проведение ГТМ.

Эксплуатационные затраты сводятся в таблицу 7.

Эксплуатационные затраты

Показатели	Ед. изм.	Значение
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

Для нефтегазового бизнеса одной из крупнейших статей расходов, входящих в состав себестоимости, являются налоговые платежи. Наиболее существенным налоговым платежом считается налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

НДПИ в случае с нефтью взимается с каждой тонны добытых углеводородов и представляет собой определенную плату за пользование недрами. Полученные от нефтедобывающих компаний средства направляются в федеральный бюджет.

В общем виде формула его расчета выглядит так:

$$C_{\text{НДПИ}} = K_{\text{ц}} \cdot R - D_{\text{м}}, \quad (76)$$

где $C_{\text{НДПИ}}$ – ставка НДПИ на тонну добытой нефти; $K_{\text{ц}}$ – ценовой коэффициент; R – стандартная ставка НДПИ; $D_{\text{м}}$ – коэффициент особенности добычи.

Ценовой коэффициент ($K_{\text{ц}}$) ежемесячно рассчитывается ФНС на основании цены нефти марки Urals и курса доллара США. Его формула выглядит так:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Цена барреля Urals в } \$ - 15) \cdot \text{Курс } \$ \text{ США} / 261 \quad (77)$$

На декабрь 2019 г. ценовой коэффициент составлял 12,1710.

Стандартная ставка НДПИ с 1 января 2017 г. установлена в размере 919 руб. за тонну добытой нефти.

Коэффициент особенности добычи ($D_{\text{м}}$) — самый сложный элемент, состоящий из большого количества компонентов. Его суть в учете различных

коэффициентов, характеризующих степень выработанности конкретных участков и залежей, а также величины запасов конкретных участков недр, степени сложности добычи, географии региона и свойств нефти. Он выглядит следующим образом:

$$Дм = К_{ндпи} \cdot Кц \cdot (1 - Кв \cdot Кз \cdot Кд \cdot Кдв \cdot Ккан) - Кк - Кабдт - Кман \cdot Свн, \quad (78)$$

где $K_{ндпи}$ – фиксированное значение, которое с 2016 г. установлен на уровне 559 руб; $Kц$ – ранее отмеченный ценовой коэффициент; $Kв$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов; $Kз$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; $Kкан$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти; $Kд$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи; $Kдв$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья; $Kк$ – фиксированное значение, которое с 1 января 2019 г. установлен в размере 428 руб.; $Кабдт$ – коэффициент, характеризующий надбавки за автомобильный бензин и дизельное топливо; $Кман$ – коэффициент, учитывающий влияние экспортной пошлины; $Свн$ – коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти.

Разбираться в этой части формулы довольно сложно и долго, к тому же нужно знать особенности добычи на том или ином месторождении. Для более глубокого изучения можно воспользоваться ст. 342.5. гл. 26 НК РФ. Для более быстрой оценки можно учесть в структуре коэффициента особенностей добычи ($Дм$) лишь показатель $Kк$, зафиксированный на уровне 428 руб. на 2019 г. Этот коэффициент оказывает заметное влияние на итоговый результат и входит в итоговую формулу со знаком плюс, тем самым увеличивая налог. Остальными коэффициентами для проведения неглубокой консервативной оценки можно пренебречь.

Модифицированная формула выглядит следующим образом:

$$C_{ндпи} = Kц \cdot R + Kк. \quad (79)$$

Размер налога на добычу полезных ископаемых рассчитывается по формуле:

$$Нндпи = Q_n \cdot C_{ндпи} \quad (80)$$

Налог на прибыль

Определяется как 20% от прибыли до налогообложения.

$$\text{НП} = \text{П}_6 * 0,2 \quad (81)$$

Выручка от реализации

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

$$V_i = C_n * Q_n \quad (82)$$

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

Прибыль от реализации (условно)

Балансовая прибыль или прибыль до налогообложения:

$$\text{П}_6 = V_i - (T_i + \text{Н}_{\text{ндпи}}) \quad (83)$$

Чистая прибыль (условно)

Чистая прибыль определяется следующей формулой:

$$\text{П}_ч = \text{П}_6 - \text{П}_6 * 0,20 \quad (84)$$

Доход государства (условно)

$$D_g = \text{Н}_{\text{ндпи}} + \text{П}_6 * 0,20 \quad (85)$$

Сравнение технико-экономических показателей проектируемого варианта с базовым 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 8:

Таблица 8

Экономическая эффективность от оптимизации системы разработки

Показатели	Ед. изм.	Значение
Накопленная добыча нефти всего	тыс. т	–
Дополнительная добыча нефти	тыс. т	–
Дополнительная добыча жидкости	тыс. т	–
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	тыс. руб.	–

Окончание таблицы 8

Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу жидкости	тыс. руб.	–
Капитальные затраты на дополнительную добычу нефти	тыс. руб.	–
Прибыль от дополнительно добытой нефти	тыс. руб.	–

Расчеты экономических показателей проекта сводятся в таблицы 9 и 10 соответственно (вариант 1, 2).

Таблица 9

Вариант 1. Экономическая эффективность от проведения мероприятия с расчетом капитальных вложений

№	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	Добыча нефти всего, в т.ч. дополнительно	тыс.т.	–
		тыс.т.	–
2	Выручка всего от дополнительной добычи нефти	тыс.т	–
3	Капитальные вложения	тыс. руб.	–
4	Эксплуатационные затраты	тыс. руб.	–
5	Чистая прибыль	тыс. руб.	–
6	Чистый дисконтированный доход	тыс. руб.	–
7	Срок окупаемости	тыс. руб.	–
8	Доход государства (налоги)	тыс. руб.	–

Таблица 10

Вариант 2. Экономическая эффективность от проведения мероприятия при отсутствии капитальных вложений

№	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	Дополнительная добыча нефти	т	–
2	Выручка	тыс. руб.	–
3	Эксплуатационные затраты	тыс. руб.	–
4	Чистая прибыль	тыс. руб.	–
5	Доход государства	тыс. руб.	–

В **приложении 13** рассмотрен пример расчета экономического раздела ВКР.

11. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) основная литература:

1. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа: учеб. пособие для вузов по спец. 130503 «Разраб. и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» напр. 130500 «Нефтегазовое дело» рек. УМО РФ / Е. Б. Андреев, А. И. Ключников, А. В. Кротов [и др.], РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина; под ред. В. Е. Попадько. - М.: Недра, 2008. - 397, [2] с.

2. Андреев А. Ф. и др. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: учеб. пособие для вузов по направлениям подгот. дипломир. спец. 130500 «Нефтегазовое дело» и 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства» рек. отрасл. УМО / А. Ф. Андреев, В. Д. Зубарева, А. С. Саркисов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М.: Макс Пресс, 2007. – 236 с.

3. Андреев А. Ф. и др. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность): учеб. для вузов по направлениям 130500 «Нефтегазовое дело» и 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегаз. пр-ва» рек. УМО / А. Ф. Андреев, С. Г. Лопатина, М. В. Маккавеев [и др.], Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина; под ред. А. Ф. Андреева. - Москва: Нефть и газ, 2007. - 263 с.

4. Васильев В. А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений / В. А. Васильев. - Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015.

5. Грайфер В. И. и др. Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: учеб. пособие для вузов по направлению подгот. бакалавров и магистров 130500 «Нефтегаз. Дело» рек. УМО РФ / В. И. Грайфер, В. А. Галустянц, М. М. Виницкий [и др.], РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М.: Недра, 2008. – 298 с.

6. Глушенко 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. – 325 с.

7. Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.

8. 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.

9. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов обуч. по спец. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» рек. МО РФ / Ю. П. Желтов. - М.: Недра, 1998. – 364 с.

10. 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.

11. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Т. 1. Скважина - промысловый сбор - ППД. / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, Л.И. Иванов; под ред. И.Т. Мищенко. - М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. - 413 с.

12. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. - М.: Наука, 2000. – 413 с.

13. 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.

14. Ливинцев П. Н. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие (курс лекций). - Ставрополь: Северокавказский федеральный университет, 2014.

15. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учеб. для вузов по спец. «Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений» 2-е изд. рек. МО СССР / Г. С. Лутошкин. - Изд. 3-е, стер., перепечатка со 2-го изд. 1979 г. - М.: Альянс, 2005. – 318 с.

16. Лобусев А. В. и др. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: учеб. пособие для вузов по магистер. программе «Моделирование и разраб. нефтяных и газовых

месторождений» направления 130500 «Нефтегазовое дело» рек. УМО РФ / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Л. Н. Назарова, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М.: Недра, 2008. – 124 с.

17. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений: Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003. – 638 с.

18. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов по спец. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подгот. спец. «Нефтегазовое дело» рек. МО РФ / И. Т. Мищенко. - 2-е изд., испр. - М.: Нефть и газ, 2007. - 826 с.

19. Мищенко И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. - М.: Нефть и газ, 2005. - 440 с.

20. Мохов М. А., Сахаров В. А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 188 с.

21. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк [и др.]. - Репринт. - М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 416 с.

22. Сизов В. Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами / В. Ф. Сизов. - Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014.

23. Сизов В. Ф. Эксплуатация нефтяных скважин: учебное пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов. - Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014. - Книга находится в Премиум-версии ЭБС IPRbooks. - Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/63159.html>. - Рус яз.

24. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. - 2-е изд., стер., перепеч. с изд. 1979 г. - Москва: Альянс, 2019. - 453, [2] с.

25. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов по спец. «Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений»

рек. МО СССР / В.И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. - М.: Альянс, 2005. - 509, [1] с.

26. Тетельмин В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс: [учеб. пособие для вузов] / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. - Долгопрудный: Интеллект, 2009. - 799 с.

27. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: учеб. пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. - 353 с.

28. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: учеб. для вузов по спец. 130602 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» направления 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства» / И. Ю. Быков, В. Н. Ивановский, Н. Д. Цхадая [и др.]. - Москва: ЦентЛитНефтеГаз, 2012. - 366, [5] с.

б) дополнительная литература

1. 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. Гуцериёва. - Ижевск: [Удмуртский университет], 2013. - 51 с.: ил.; 60x84/8. - Библиогр.: с. 51.

2. Бурдынь Т. А., Горбунов А. Т., Лютин Л. В. и др. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / - М.: Недра, 1983. – 191 с.

3. Гудок Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов по спец. 130500 «Нефтегазовое дело» и спец. 130202 «Геофиз. методы исследований скважин» рек. УМО РФ по нефтегазовому образованию / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М.: Недра, 2007. - 591 с.

4. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. Учеб. для вузов. - 2-у изд., перераб. и доп. - М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. - 365 с.

5. Исследование физико-химических процессов при заводнении продуктивных пластов и добыче нефти / А. С. Пантелеев, Н. Ф. Козлов, М. Н. Персиянцев [и др.]. - Оренбург: Оренбург.кн.изд-во, 2000. – 299 с.

6. Ковалев Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование - Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. - 336 с.

7. Лутошкин Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов по спец. «Технология и комплексная механизация разработки нефт. и газ. месторождений» рек. МО СССР / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. - 3-е изд., стер., Перепечатка с 1985 изд. - М.: Альянс, 2007. - 132, [1] с.

8. Лобусев А. В. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: учеб. пособие для вузов по магист. прогн. "Моделирование разработки нефтяных месторождений" направления подгот. магистров 130500 «Нефтегазовое дело» / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Л. Н. Назарова. - Москва: Недра, 2020. - 124 с.

9. Мирзаджанзаде А. Х. Введение в специальность: учеб. пособие для вузов нефтегазового профиля / А. Х. Мирзаджанзаде; науч. ред. Ф. К. Кочарли. - М.: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: РХД, 2010. - 280 с.

10. Мирзаджанзаде А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи: Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. - М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 367 с.

11. Мирзаджанзаде А. Х. Парадоксы нефтяной физики / А. Х. Мирзаджанзаде, В. А. Байков. - М.: РХД, 2004. – 222 с.

12. Мирзаджанзаде А. Х. Физика нефтяного и газового пласта / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, А. Г. Ковалев. - М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2005. - 267, [3] с.

13. Мищенко И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. - М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с.

14. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: Учеб. пособие для вузов рек. МО РФ / РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.

15. Муслимов, Р. Х. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана / Р. Х. Муслимов, М. М. Мусин, К. М. Мусин. - Казань: Новое Знание, 2000. - 225 с.

16. Муфазалов Р. Ш. и др. Гидромеханика процесса скважинной добычи нефти при установившихся режимах движения жидкости = Hydromechanics of oil production processes at steady and unsteady regimes of fluid movement: учебник для вузов по спец.0906 рек. МО РФ / Р. Ш. Муфазалов, Р. Х. Муслимов, И. Б. Бурцев. - М.: Изд-во Моск. гос. горного ун-та, 1996. – 288 с.
17. Мусин М. М., Липаев А. А., Хисамов Р. С. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт». - Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. - 485 с.
18. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон [и др.]. - М.: Недра, 1984. – 271 с.
19. Сучков Б. М. Горизонтальные скважины. - М.; Ижевск: РХД, 2006. - 423 с.
20. Сучков Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. - Москва; Ижевск: РХД, 2005. - 686 с.
21. Сучков Б. М. Интенсификация работы скважин. - М.: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: РХД, 2007. - 611 с.
22. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. - Изд. 3-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. - Москва: Альянс, 2014. – 453 с.
23. Справочник нефтяника / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т; авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. - 2-е изд., доп. и перераб. - Уфа: Тау, 2005. – 270 с.
24. Юрчук А.М., Истомина А.З. Расчеты в добыче нефти. - 2-е изд., стер., Перепечатка с изд. 1979 г. - Москва: Недра, 2000. - 270 с.
25. 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.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
специальность 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», специализация
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

_____ (фамилия, имя, отчество)

на тему _____

Вид работы: Дипломный проект.

Цель работы: _____

Основные решаемые задачи _____

Наиболее существенные результаты работы (научные, проектные) _____

Основные практические результаты работы _____

Апробация результатов работы _____

Характеристика работы и выпускника

Решение о допуске к защите _____
Научный руководитель _____

(ученая степень, ученое звание, фамилия, имя, отчество)

(подпись)
« ____ » _____ 20__ г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
специальность 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

РЕЦЕНЗИЯ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

_____ *(фамилия, имя, отчество)* _____
на тему _____

Вид работы: Дипломный проект.

Объём работы ____ стр., таблиц____, схем ____ , графиков ____ , рисунков ____ ,
приложений ____ , источников литературы ____.

Цель ВКРМ: _____

Основные решаемые задачи _____

Наиболее существенные результаты работы (научные, проектные) _____

Основные практические результаты работы

Апробация результатов работы

Отмеченные достоинства

Отмеченные недостатки

Итоговая оценка (в баллах)

Рецензент

(ФИО, место работы, должность, ученая степень, ученое звание (при наличии))

« _____ » _____ 20 __ г.

Рецензент _____

(подпись)

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
направление подготовки 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,
направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

НА ТЕМУ

«.....»

Работу выполнил
студент группы _____ Ф. И. О.

Научный руководитель,
ученая степень, ученое звание _____ Ф. И. О.

Консультанты:

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

Нормоконтролёр
ученая степень, ученое звание _____ Ф. И. О.

Допуск к защите
ученая степень, ученое звание _____ Ф. И. О.

Ижевск
20... г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
направление подготовки 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,
направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студенту Института нефти и газа
им. М. С. Гуцериева

Ф. И. О. _____

группа _____

1. ТЕМА ВКР «.....»

Утверждена приказом по университету от _____ № _____

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ВКР:

3. СОДЕРЖАНИЕ ВКР:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

(список литературных источников подготавливается во время
производственной (преддипломной) практики и согласуется с
руководителем ВКР)

**4. ПЕРЕЧЕНЬ ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА, ВЫНОСИМОГО НА
ЗАЩИТУ:**

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

Руководитель ВКР _____ Ф. И. О.

ученая степень, ученое звание

Заведующий кафедрой РЭНГМ _____ Ф. И. О.

ученая степень, ученое звание

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
направление подготовки 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,
направленность 21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студенту Института нефти и газа
им. М. С. Гуцерева

Ф. И. О. _____

группа _____

1. ТЕМА ВКР: «Эффективность применения гидроразрыва пласта для интенсификации добычи нефти на месторождении»

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

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К ВКР:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки месторождения, 2017 г.;
- годовой финансовый отчёт, 2017 г.;

3. СОДЕРЖАНИЕ ВКР:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Геолого-физические характеристики объекта эксплуатации 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 залежи месторождении. Выводы по геологическому разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Оценка состояния и причины снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. 2.2. Систематизация данных и сопоставление результатов других видов ГТМ с ГРП в условиях объекта

..... месторождения. 2.3. Литературный обзор известных решений по теме работы. 2.4. Общие сведения и обобщение опыта эксплуатации скважин с гидроразрывом пласта на месторождении. 2.5. Подбор скважин для проведения ГРП. 2.6. Общие сведения по технологии проведения гидравлического разрыва пласта. 2.7. Проектирование гидроразрыва пласта. 2.7.1. Дизайн гидравлического разрыва пласта. 2.7.2. Подбор жидкости разрыва и расклинивающего агента. 2.7.3. Техника для гидравлического разрыва пласта. 2.7.4. Освоение скважин после ГРП. 2.7.5. Прогнозная оценка увеличения дебита по нефти после ГРП. 2.8. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении гидроразрыва пласта. Выводы по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1 Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения. 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проведения ГРП. 3.3. Расчет экономических показателей.

Выводы по разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бобков Д. О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения // Электронный научно-практический журнал «Современные научные исследования и инновации». 2017. № 7. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111> (дата обращения: 07.02.2019).

2. Владимиров И.В., Хисамутдинов Н. И., Антонов М. С., Аржиловский А.В. Оценка влияния технологии ГРП на выработку запасов нефти участка залежи // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С. 64-68.

3. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000. 415 с.

4. Изюмова А. М. Гидравлический разрыв пласта на промыслах Грозного [Текст]. Грозный: Чеч.-Инг. кн. изд-во, 1959. 70 с.

5. Исламов Д. Э. Интенсификация скважин гидроразрывом пласта / Исламов Д. Э., Чукланова С. П., Куш И. И. // Сб. трудов каф. РЭГКМ, 2009. - С. 125-130.

6. Каневская Р. Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. 37 с.

7. Каневская Р. Д., Дияшев И. Р., Некипелов Ю. В. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2002. № 5. С. 92-98.

8. Мищенко И. Т. «Скважинная добыча нефти»: Учебное пособие для вузов. М: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. 816 с.

9. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Москва: Недра, 1973.

10. Паняк С. Г., Аскеров А. А., Юсифов Т. Ю. Гидроразрыв пласта - эффективный метод доизвлечения запасов нефти и газа // Нефть и газ. - 2011. - № 5. - С. 56-59.

11. Расчеты в технологии и технике добычи нефти [Текст]: [Учеб. пособие для нефт. вузов и фак.] / К. Г. Оркин, А. М. Юрчук. Москва: Недра, 1967. 380 с.

12. Фархутдинова М. Х. Анализ влияния геолого-технологических параметров скважин и процесса гидравлического разрыва пласта на его эффективность // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. № 3. С. 33-64. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p3348_FarhutdinovaMKh_ru.pdf (дата обращения: 07.02.2019). DOI: 10.17122/ogbus-2014-3- 33-64.

13. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях в нефтяной и газовой промышленности / Под ред. Шматова В. Ф. М.: Недра, 1999.

14. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике: пер. И. И. Вафин; ред. А. Г. Загуренко. М. – Ижевск: Изд-во. ИКИ, 2007. 236 с.

15. Юсифов Т. Ю., Фаттахов И. Г., Маркова Р. Г. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений // Научное обозрение - 2014. - № 4. - С. 38-42.

16. Юсифов Т. Ю. Повышение эффективности доизвлечения запасов с применением гидроразрыва на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореферат дисс. на соиск. учён. ст. канд. техн. Наук. - Уфа: ИПТЭР, 2014.

17. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. - Изд. 3-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. - Москва: Альянс, 2014. – 453 с.

18. Справочник нефтяника / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т; авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. - 2-е изд., доп. и перераб. - Уфа: Тау, 2005. – 270 с.

19. Юрчук А. М., Истомина А. З. Расчеты в добыче нефти. - 2-е изд., стер., Перепечатка с изд. 1979 г. - Москва: Недра, 2000. - 270 с.

20. 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.

4. ПЕРЕЧЕНЬ ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА, ВЫНОСИМОГО НА ЗАЩИТУ:

актуальность темы ВКР, цель и задачи; геолого-физическая характеристика объекта; причины снижения проницаемости ПЗП; анализ работы фонда скважин; обоснование выбора скважин кандидатов и их характеристики; размещение скважин-кандидатов на площади разрабатываемого объекта; технология проведения ГРП; прогнозная оценка увеличения дебита по нефти после ГРП; экономические показатели ГРП.

Задание принял к исполнению студент _____ Ф. И. О.
Руководитель ВКР _____ Ф. И. О.
ученая степень, ученое звание
Заведующий кафедрой РЭНГМ _____ Ф. И. О.
ученая степень, ученое звание

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 песчанистости, 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 7

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 запасов нефти

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

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				
2	Фонд скважин на 1.01... г., всего				
	в том числе:				
	– добывающие				
	– нагнетательные				
	– газовые				
	– контрольные				
3	Фонд скважин для бурения				
	На 1.01... г., всего				
	в том числе:				
	– добывающие				
	– нагнетательные				
	– 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		

**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	1 Д*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

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 прибыль, %	
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	
	– оборудование для нефтедобычи, млн. руб./скв.	
	– оборудование для закачки, млн. руб./скв.	
3.2	Промысловое обустройство:	
	– сбор и транспорт нефти, млн. руб./скв. доб.	
	– комплексная автоматизация, млн. руб./скв.	
	– электроснабжение и связь, млн. руб./скв. доб.	
	– 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.	
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	

ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛА

Вариант 1. Расчет без обоснования капитальных вложений

Тема дипломного проекта: «Методы борьбы с осложнениями при добыче нефти на скважинах нефтяного месторождения (фильтры тонкой очистки)»

3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения.

В результате анализа структуры отказов, осложняющих факторов и методов уменьшения их влияния на работу УЭЦН выяснилось, что одной из основных причин отказов насосов является высокое содержание мехпримесей в добываемой нефти.

Рассмотрены методы снижения негативного влияния механических примесей на работу насосного оборудования, и выделены наиболее эффективные:

- предотвращение попадания мехпримесей в скважину путем установки забойных фильтров, путем закрепления пород ПЗП специальными химпродуктами;

- защита приема насоса от мехпримесей при использовании износостойкого оборудования.

Для борьбы с осложнениями на скважинах, для увеличения межремонтного периода и организации системной работы по борьбе с осложненным фондом скважин на месторождении предлагается применять скважинные фильтры тонкой очистки.

Суммарная дополнительная добыча нефти при внедрении фильтров тонкой очистки на скважинах УЭЦН за год составила 755 т., дополнительная добыча жидкости – 1820 т.

3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта

В систему оценочных показателей включаются: эксплуатационные затраты на добычу нефти; чистая прибыль; доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономических показателей

Наименование показателей	Ед. измерения	Показатели
Дополнительная добыча:		
– жидкости	т	1820
– в т.ч. нефти	т	755
Цена 1 т нефти без НДС	руб./т	17 000
Эксплуатационные затраты:	руб.	2 080 000
– на проведение ГТМ	руб.	1 800 000
– фильтр тонкой очистки	руб.	280 000
– кол-во фильтров	шт.	8
Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти:		
– подъем жидкости из пласта	руб./т	110
– сбор и транспортировка	руб./т	120
Налог на прибыль	%	20,0

3.3. Расчет экономических показателей проекта

Рассчитаем эксплуатационные затраты:

1. Энергетические затраты на извлечение дополнительной жидкости:

$$T_{\text{изв}} = P_{\text{изв}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (1)$$

где $P_{\text{изв}}$ – норматив расхода на энергию, затрачиваемую на извлечение жидкости, руб./т; $Q_{\text{ж}}$ – дополнительная добыча жидкости, т.

$$T_{\text{изв}} = 110 \cdot 1820 = 200\,200 \text{ руб.}$$

2. Сбор и транспортировка дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{сбт}} = P_{\text{сбт}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (2)$$

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

$$T_{сбт} = 120 \cdot 1820 = 218\,400 \text{ руб.}$$

3. Технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости:

$$T_{тп} = P_{тп} \cdot Q_{ж} \quad (3)$$

где $P_{тп}$ – норматив по технологической подготовке жидкости, руб./т; $Q_{ж}$ – дополнительная добыча жидкости, т.

$$T_{тп} = 150 \cdot 1820 = 273\,000 \text{ руб.}$$

Итого эксплуатационных затрат:

$$T_t = T_{изв} + T_{сбт} + T_{тп} + T_{гтм} \quad (4)$$

$$T_t = 200\,200 + 218\,400 + 273\,000 + 2\,080\,000 = 2\,771\,600 \text{ руб.}$$

4. Выручка от реализации продукции:

$$V_t = C_n \cdot Q_n \quad (5)$$

где C_n , – цена реализации нефти; Q_n , – дополнительная добыча нефти, т.

$$V_t = 17\,000 \cdot 755 = 12\,835\,000 \text{ руб.}$$

5. Налог на добычу полезных ископаемых на весь объем добываемой нефти:

$$C_{ндпи} = K_{ц} \cdot R + K_{к} \quad (6)$$

$$C_{ндпи} = 12,1710 \cdot 919 + 428 = 11\,613 \text{ руб.}$$

$$Нндпи = Q_n \cdot C_{ндпи}$$

$$Нндпи = 755 \cdot 11\,613 = 8\,767\,815 \text{ руб.}$$

6. Балансовая прибыль или прибыль до налогообложения

$$\Pi_t = V_t - (T_t + Нндпи) \quad (7)$$

где V_t – выручка от реализации продукции; T_t – эксплуатационные затраты; $Нндпи$ – налог на добычу полезных ископаемых.

$$\Pi_t = 12\,835\,000 - (2\,771\,600 + 8\,767\,815) = 1\,295\,585 \text{ руб.}$$

7. Чистая прибыль за вычетом налога на прибыль.

$$\Pi_{ч} = \Pi_t - \Pi_t \cdot 0,20 \quad (8)$$

где Π_t – балансовая прибыль; 0,20 – налог на прибыль.

$$\Pi_{ч} = 1\,295\,585 - 1\,295\,585 \cdot 0,20 = 1\,036\,468 \text{ руб.}$$

8. Доход государства складывается из налога на добычу полезных ископаемых и налога на прибыль: $8\,767\,815 + 1\,295\,585 \cdot 0,20 = 9\,026\,932$ руб.

Сведем основные технико-экономические показатели в таблицу 2.

Таблица 2

Технико-экономические показатели

Показатели	Ед. изм.	Значение
Дополнительная добыча жидкости	т	1 820
в т.ч. дополнительная добыча нефти	т	755
Эксплуатационные затраты	руб.	2 771 600
Выручка от реализации	руб.	12 835 000
Чистая прибыль	руб.	1 036 468
Доход государства	руб.	9 026 932

Проведенный экономический анализ позволит судить об экономической эффективности проекта, что наряду с его технологической эффективностью дает положительный результат. В результате внедрения фильтра тонкой очистки на скважинах месторождения дополнительно планируется получить 755 тонн нефти, чистая прибыль составит 1 036 тыс. руб.

Учебное издание

Составители:

С.Ю. Борхович, С.Б. Колесова, В.Р. Драчук,
И.А. Чиркова, Н.Г. Трубицына, М.Б. Полозов

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению выпускной квалификационной работы
для студентов специальности
21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», направленность
21.05.06.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

Авторская редакция

Отпечатано с оригинал-макета заказчика

Подписано в печать 20.10.2021. Формат 60x84¹/₁₆.
Усл. печ. л. 6,05. Уч.-изд. л. 3,8.
Тираж 100 экз. Заказ № 1945.

Типография

Издательского центра «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 2.
Тел. 68-57-18, 91-73-05