

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

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**по выполнению курсового проекта по дисциплине  
«Разработка нефтяных и газовых месторождений»  
для студентов, обучающихся по специальности  
21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии,  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**



Ижевск  
2022

УДК 622.276.1 (075.8)

ББК 33.361.я73

М545

*Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ*

**Рецензент:** д-р. техн. наук, профессор А.А. Липаев

**Составители:** Борхович С.Ю., Драчук В.Р., Полозов М.Б., Колесова С.Б.,  
Трубицына Н.Г., Кузьмина Я.А.

М545            Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений» для студентов, обучающихся по специальности 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии, специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / сост. С.Ю. Борхович и др.– Ижевск : Удмуртский университет, 2022. – 111 с.

В методических указаниях изложены требования к структуре, содержанию и оформлению курсового проекта. Методические указания предназначены для студентов Института нефти и газа имени М.С. Гуцериева, будут полезны преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование по образовательной программе 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии, специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276.1 (075.8)

ББК 33.361.я73

© С.Ю. Борхович, В.Р. Драчук, М.Б. Полозов,  
С.Б. Колесова, Н.Г. Трубицына, Я.А. Кузьмина, сост. 2022  
© ФГБОУ ВО «Удмуртский  
государственный университет», 2022

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	6
2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	8
3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ КП .....	15
3.1. Правила оформления расчетно-пояснительной записки.....	15
3.2. Оформление иллюстраций (рисунков).....	17
3.3. Оформление таблиц.....	17
3.4. Оформление расчетных формул .....	19
3.5. Оформление ссылок на литературные источники .....	20
3.6. Оформление списка использованных источников.....	20
3.7. Оформление приложения .....	21
4. АНТИПЛАГИАТ .....	22
5. ПОДГОТОВКА ДОКЛАДА И ПРЕЗЕНТАЦИИ .....	23
6. ЭТАПЫ РАБОТЫ НАД КП, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КП .....	24
7. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ КП.....	27
Повышение эффективности комбинированного солянокислотного воздействия при разработке обводненных карбонатных коллекторов..... месторождения .....	27
8. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	30
9. МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	35
9.1. Методика прогноза технологической эффективности химической обработки призабойных зон пласта добывающих скважин.....	35
9.2. Характеристики вытеснения нефти .....	37
9.3. Расчет обработки скважины раствором соляной кислоты .....	41
9.4. Расчёт эффективности соляно-кислотной обработки .....	44
9.5. Формулы для расчёта дебитов горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.....	47
9.6. Расчёт основных характеристик гидравлического разрыва пласта.....	50
9.7. Расчёт технологического потенциала скважины после проведения ГРП .....	54
9.8. Расчет ремонтно-изоляционных работ .....	57
9.9. Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин .....	60
10. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КП.....	66
Вариант 1. С расчетом капитальных вложений.....	67
Вариант 2. При отсутствии капитальных вложений .....	68
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	76
Приложение 1 .....	76
Приложение 2 .....	77

Приложение 3 .....	78
Приложение 4 .....	79
Приложение 5 .....	80
Приложение 6 .....	81
Приложение 7 .....	82
Приложение 8 .....	83
Приложение 9 .....	84
Приложение 10 .....	85
Приложение 11 .....	89
Приложение 12 .....	92
Приложение 13 .....	95
Приложение 14 .....	98
Приложение 15 .....	101
Приложение 16 .....	105
Приложение 17 .....	109

## **ВВЕДЕНИЕ**

Настоящие методические указания регламентируют требования, структуру и правила оформления курсовых проектов (КП), выполняемых студентами, обучающихся по образовательной программе специалистов 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии, специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» в соответствии с требованиями ФГОС ВО и на основании Методических рекомендаций по выполнению и оцениванию курсовых работ (проектов) студентов, обучающихся по программам высшего образования (программам бакалавриата, специалитета, магистратуры) в Удмуртском государственном университете (протокол № 2 от 25.04.2018 г.).

В курсовом проекте студент должен показать 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 программного обеспечения; стремиться показать возможность и необходимость внедрения в производство экономически эффективные технологии и технику, рациональные методы организации производства.

Задачи методических указаний – научить студентов составлять и оформлять курсовые проекты в соответствии с требованиями кафедры РЭНГМ.

Методические указания также будут полезны преподавателям, ведущим дипломное и курсовое проектирование.

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Курсовой проект (КП) является самостоятельной творческой работой студента имеет своей целью систематизацию, закрепление и расширение теоретических и практических знаний по специальности и применение этих знаний при решении конкретных научных, технических и производственных задач; развитие навыков самостоятельного творчества, изучение необходимой литературы, использование результатов исследований и средств вычислительной техники при решении рассматриваемых в проекте задач и анализ полученных данных; совершенствование навыков графического оформления результатов.

*КП имеет своей целью:*

– 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 КП формируется кафедрой, отражает проблемы по соответствующему направлению подготовки, ежегодно актуализируется.*

На период работы над КП студенту назначается руководитель.

Выбор темы КП осуществляется студентом после консультаций с руководителем.

Студент вправе предложить свою тему, обосновав ее актуальность, целесообразность, согласовать с руководителем КП до утверждения тем.

Перечень выбранных студентами тем КП подлежит согласованию с заведующим выпускающей кафедры.

Изменение или корректирование (уточнение) темы допускается в исключительных случаях по просьбе руководителя КП.

*Курсовой проект должен отвечать следующим требованиям:*

- быть актуальным;
- носить научно-исследовательский, практический характер;
- отражать умение студента 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 КП осуществляет руководитель КП.*

В обязанности руководителя КП входит:

- а) оказание помощи в составлении задания на КП;
- б) контроль выполнения КП;
- в) формирование и выдача рекомендаций по подбору и использованию источников и литературы по теме КП;
- г) консультирование студента по вопросам выполнения КП согласно установленному на семестр графику консультаций;
- д) анализ содержания КП и выдача рекомендаций по его доработке (по отдельным разделам, подразделам и в целом);
- е) информирование о порядке и содержании процедуры защиты (в т. ч. предварительной);
- ж) консультирование (оказание помощи) в подготовке выступления, подборе наглядных материалов к защите;

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

## 2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Тематика курсовых проектов связана с решением проблем по совершенствованию системы разработки, повышению извлечению нефти из пластов, интенсификации добычи нефти.

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки и графического материала. Расчетно-пояснительная записка проекта должна содержать в указанной ниже последовательности:

- титульный лист (**Приложение 1**)
- задание на КП (**Приложение 2**);
- аннотацию;
- содержание;
- основную текстовую часть работы, состоящую из разделов, определенных заданием;
- заключение;
- список использованных источников;
- приложения.

**Титульный лист** является первой страницей КП.

**Задание на КП** – студент согласует с руководителем с учетом темы КП, после подписания задания руководителем студент приступает к выполнению КП. Задание на КП должно быть предварительно подготовлено на основе этого задания студент собирает материал для КП, используя материал, собранный во время производственной 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 1-2 стр.*);

1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (*объем 5-10 стр.*);

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (*объем 30–35 стр.*)

3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ (*объем 3-5 стр.*);

ЗАКЛЮЧЕНИЕ (*объем 2-3 стр.*)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ (*не менее 20-30 источников*).

Рекомендуемый объем КП – 50-60 страниц (без учета приложений).

## **СОДЕРЖАНИЕ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ**

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

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

**1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ** *включает только те пункты, которые отвечают тематике КП 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 КП).*

### **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 песчанистости по площади залежи. Фактические данные, характеризующие геологическое строение залежи по продуктивным горизонтам, систематизируются в таблицу (**Приложение 3**). Указывается характеристика продуктивных горизонтов (режим работы пластов, нефтенасыщенные толщины, коллекторские свойства, начальные пластовые температура и давление). 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 4). 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 5). 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), многопластовость, расчлененность, наличие газовых шапок, водоплавающих залежей; нефти повышенной и высокой вязкости со значительным содержанием асфальто-смоло-парафиновых соединений. Краткие выводы.

Выводы по всем пунктам раздела.

**2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ** *(требования к структуре технологического раздела определяются темой КП, 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 6,7**).

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 КП, примеры:**

- *системная технология управления продуктивностью скважин;*
- *разработка мероприятий по совершенствованию методов ОПЗ;*
- *геолого-технические мероприятия по повышению эффективности ППД;*
- *методы повышения продуктивности скважин (воздействие на ПЗП, воздействие на пласт);*
- *мероприятия по доработке объекта на заключительной стадии;*

- уплотнения сеток скважин на объекте месторождения;
- совершенствование системы заводнения по объекту месторождения;
- разукрупнения эксплуатационных объектов на месторождении;
- реанимация скважин с низкой степенью выработки удельных извлекаемых запасов.

Краткие выводы.

## **2.7. Литературный обзор по теме КП**

Цель литературно обзора – на основе максимально полного охвата источников информации по теме КП показать актуальность разрабатываемой проблематики курсового проекта.

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

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 КП.

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 КП.

Краткие выводы.

## **2.8. Выбор и обоснование проектируемого технического решения для увеличения извлечения нефти из пластов**

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.

**3. 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 9**).

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 КП, 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 КП.

Вопросы задания излагаются и решаются в том порядке, в каком они даны в задании. Отступление от задания без согласования с руководителем КП недопустимо. В КП 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 КП**

#### **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. Для ввода текста используется шрифт Times New Roman размером 14 пт., межстрочный интервал – 1,5. Текст на листе должен иметь книжную ориентацию, альбомная ориентация допускается только для таблиц и схем приложений. Основной цвет шрифта черный. Работа оформляется в соответствии с ГОСТ 7.32-2017 «Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления». В документе следует применять стандартизованные единицы физических величин, их наименования и обозначения в соответствии с ГОСТ 8.417-20023.

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.**

Для ввода текста используется шрифт Times New Roman размером 14 пт., межстрочный интервал – 1,5. Каждый абзац должен начинаться с красной строки – абзацного отступа. Отступ абзаца – 1,25 см от левой границы текста. Выравнивание – по ширине.

Перенос слов с одной строки на другую производится автоматически.

Наименования всех структурных элементов КП (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 КП, 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 КП 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 КП указываются номера разделов, подразделов, пунктов, подпунктов, перечислений, графического материала, формул, таблиц, приложений, а также графы и строки таблицы данной КП. 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 КП 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 КП 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 КП «Содержание».

Приложения к КП 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 КП 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.) именуются рисунками. Рисунки нумеруются последовательно в пределах всей записки арабскими цифрами (знак № перед цифрой не ставится). Слово «рисунок» пишется под иллюстрацией сокращенно, например, Рис. 2.

Графики, эскизы, диаграммы, схемы, именуемые рисунками, выполняются черной тушью, черной пастой, черными чернилами. Эскизы и схемы допускаются 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 8мм. Не следует в таблицы включать графу «№№ п.п.». Делить головку таблицы по диагонали не допускается. Если в графе текст состоит из одного слова, его допускается заменять кавычками. Если повторяющийся текст состоит из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словом «то же», а далее кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, знаков, математических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

При переносе таблицы на следующую страницу записки головку таблицы следует повторить, и над ней 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.

Для ввода формул рекомендуется использовать встроенный редактор математических формул MS Word.

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 (х), деления (:). Эти знаки проставляются в конце одной строки и в начале следующей.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Проверка в системе оценки оригинальности УдГУ (выдается справка о показателе оригинальности текста).

Показатель оригинальности текста КП оценивается не менее, чем в 60 %.

В процессе определения оригинальности используется специализированная поисковая система, основным назначением которой является проверка текстовых файлов на наличие плагиата (присвоение плодов чужого творчества) в курсовых работах, рефератах, ВКР (выпускная квалификационная работа), докладах, дипломах, отчётах, монографиях, диссертациях, научных статьях.

Поиск заимствований происходит с учетом семантического анализа. Это значит, что представленный текст будет проверен на связность и логичность. В случае копирования чужого текста при отсутствии адаптации под свою работу, программа проверки оригинальности может сделать вывод о том, что была предпринята попытка обхода системы.

В состав программного комплекса включен лексический анализ. Программа выявляет процент использования научных слов и разговорной лексики. Также просчитывается наличие следующих параметров: речевые дефекты, падежное согласование, синтаксическая связность. Эта информация редко может заинтересовать преподавателей, однако частые ошибки могут вызвать подозрение на момент плагиата. Поэтому следует оценивать согласованность разных частей текста.

## 5. ПОДГОТОВКА ДОКЛАДА И ПРЕЗЕНТАЦИИ

К защите КП студент должен подготовить доклад (речь) и презентацию. Ориентировочное время доклада на защите КП – не более 10 минут. Это следует учитывать при подготовке текста речи.

Доклад — это основа защиты КП, по результатам которой выставляется соответствующая оценка всей работе.

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 КП в практику.

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

**В целом введение и заключение КП должны составлять основу доклада.**

Доклад автора КП сопровождается демонстрацией слайдов презентации. Компьютерная презентация доклада КП выполняется в формате Microsoft PowerPoint. Количество слайдов – от 5 до 10.

Презентация КП – 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, института и кафедры, тема, автор;
- 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 КП, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КП**

Подготовка курсового проекта должна осуществляться обучающимся самостоятельно в завершающий период теоретического обучения дисциплины «Разработка нефтяных месторождений», под руководством квалифицированного научного руководителя.

Выполненная работа подписывается студентом и сдается руководителю не позднее, чем за семь дней до начала защиты. После окончательной проверки к защите КП допускаются студенты, которые прошли систему оценки оригинальности текста и получили допуск от научного руководителя.

Защита работы проходит публично (то есть на нем могут присутствовать студенты и все желающие).

Защита проходит в следующей последовательности:

1) Заслушивается доклад защищающегося студента.

2) По окончании доклада студенту задают вопросы. 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 КП судят о широте кругозора студента, его эрудиции, умении публично выступать и аргументировано отстаивать свою точку зрения.

3) После ответов студента на вопросы по защите предоставляется заключительное слово студенту.

Итоговая оценка работы складывается из оценки качества выступления (полнота раскрытия темы, логичность, убедительность выводов), ответов 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 КП определяется тем, как ее автор выбрал тему и насколько правильно он эту тему понимает и оценивает с точки зрения своевременности и социальной значимости, что характеризует его научную зрелость и профессиональную подготовленность.

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

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

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

Результаты защиты курсового проекта определяются оценкой «отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «неудовлетворительно».

Основными критериями оценки КП студента 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 КП, постановки целей и задач;
- степень полноты охвата информационных источников по теме КП и качественный уровень анализа и обобщения информации;
- качество интерпретации решаемой задачи с точки зрения современного инструментария и инженерных методик (методов исследования);
- степень самостоятельности выполнения КП 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 КП и ее презентации при защите;
- степень правильности ответов на дополнительные вопросы.

## 7. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ КП

№ п/п	Темы курсовых проектов
1	Влияние гидроразрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах ..... месторождения ( <b>пример задания – приложение 10</b> )
2	РИР по ограничению водопритока как метод вывода скважин из бездействия на примере .....месторождения ( <b>пример задания – приложение 11</b> )
3	Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на ..... месторождении ( <b>пример задания – приложение 12</b> )
4	Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации на примере.....нефтяного месторождения ( <b>пример задания – приложение 13</b> )
5	Доразработка остаточных запасов нефти высокообводненных участков .....месторождения с неоднородными коллекторами ( <b>пример задания – приложение 14</b> )
6	Повышение эффективности кислотных обработок высокообводненных скважин в трещиновато-порowych карбонатных коллекторах.....месторождения ( <b>пример задания – приложение 15</b> )
7	Повышение эффективности соляно-кислотных обработок скважин .....месторождения ( <b>пример задания – приложение 16</b> )
8	Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок на примере..... месторождения
9	Повышение эффективности методов обработки призабойной зоны пласта на .....месторождении с карбонатными коллекторами
10	Повышение эффективности комбинированного солянокислотного воздействия при разработке обводненных карбонатных коллекторов.....месторождения
11	Анализ технологий разработки месторождений с высоковязкой нефтью на примере.....месторождения
12	Повышение эффективности кислотных обработок на ..... объекте .....месторождения.....
13	Анализ применения методов воздействия на ПЗП на ..... месторождении
14	Технологии воздействия на призабойные зоны скважин с целью интенсификации добычи нефти на ..... месторождении
15	Выравнивание фронта нагнетаемой воды и регулирование выработки пластов за счет применения циклического заводнения на примере.....месторождения

16	Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на .....объекте месторождения.....
17	Повышение эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению производительности добывающих скважин.....месторождения
18	Совершенствование системы заводнения ..... объекта .....месторождения
19	Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах ..... месторождения
20	Технологии разработки нефтяных оторочек с применением горизонтальных скважин на примере .....месторождения
21	Повышение эффективности кислотного гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах.....месторождения
22	Анализ эффективности применения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах на примере ..... месторождения
23	Анализ эффективности разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием
24	Анализ эффективности применения боковых стволов при разработке .....месторождения
25	Повышение эффективности разработки ..... месторождения при использовании физико-химических методов
26	Анализ применения.....технологии при разработке ..... месторождения с высоковязкой нефтью
27	Оценка эффективности разукрупнения эксплуатационных объектов на .....месторождении
28	Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении на примере..... месторождения
29	Использование тепловых методов увеличения нефтеотдачи при разработке .....месторождения
30	Анализ эффективности применения микробиологических методов увеличения добычи нефти на примере..... месторождения
31	Анализ эффективности методов интенсификация добычи нефти на базовом фонде скважин.....месторождения
32	Анализ методов борьбы с обводнением скважин на .....месторождении
33	Гидроимпульсные методы воздействия на ПЗП с целью повышения продуктивности скважин (обзор результатов ОПИ)
34	Прогнозирование осложнений при разработке месторождений нефти с высокой и повышенной вязкостью и обоснование способов борьбы с ними
35	Влияние направления горизонтальных стволов на выработку запасов нефтяной залежи

36	Применение термогазохимического воздействия на ПЗП в добывающей скважине нефтяного месторождения
37	Анализ эффективности форсированного отбора жидкости на скважинах нефтяного месторождения
38	Анализ эффективности методов воздействия на ПЗП на примере нефтяного месторождения
39	Проект пенокислотной обработки ПЗП на нефтяном месторождении
40	Проект обработки ПЗП нефтекислотными эмульсиями на нефтяном месторождении

## 8. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### Основная литература

1. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Е. Б. Андреев, А. И. Ключников, А. В. Кротов [и др.], РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина; под ред. В. Е. Попадько. – Москва: Недра, 2008. – 397, [2] с.
2. Андреев, А. Ф. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: учеб. пособие для вузов / А. Ф. Андреев, В. Д. Зубарева, А. С. Саркисов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва: Макс Пресс, 2007. – 236 с.
3. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность): учеб. для вузов / 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. Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: учеб. пособие для вузов / В. И. Грайфер, В. А. Галустянц, М. М. Виницкий [и др.], РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва: Недра, 2008. – 298 с.
6. Глущенко, В. Н. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пластскважина-УППН: учеб. пособие / В. Н. Глущенко, М. А. Силин, О. А. Пташко, А. В. Денисова. – Москва: МАКС Пресс, 2008. – 325 с.
7. Дроздов, А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учеб. пособие / А. Н. Дроздов. – Москва: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
8. Еремин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: учеб. пособие для вузов / Н. А. Еремин. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 244 с.
9. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов / Ю. П. Желтов. – Москва: Недра, 1998. – 364 с.
10. Желтов, Ю. В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах (монография) / Ю. В. Желтов, В. И. Кудинов, Г. Е. Малофеев – Москва ; 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.– Москва: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 413 с.
12. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – Москва: Наука, 2000. – 413 с.
13. Строительство горизонтальных скважин / В. И. Кудинов, В. А. Савельев, Е. И. Богомольный [и др.]. – Москва: Нефтяное хозяйство, 2007. – 688с.
14. Ливинцев, П. Н. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / П. Н. Ливинцев. – Ставрополь: Северокавказский федеральный университет, 2014.
15. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учеб. для вузов / Г. С. Лутошкин. – Москва: Альянс, 2005. – 318 с.
16. Лобусев, А. В. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: учеб. пособие для вузов / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Л. Н. Назарова, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва: Недра, 2008. – 124 с.
17. Лысенко, В. Д. Разработка нефтяных месторождений: Проектирование и анализ / В. Д. Лысенко. – Москва: Недра, 2003. – 638 с.
18. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
19. Мищенко, И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – Москва: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
20. Мохов, М. А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: учеб. пособие для вузов / М. А. Мохов, В. А. Сахаров. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2008. – 188 с.
21. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк [и др.]. – Москва; 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. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/63159.html> (дата обращения: 5.09.2022).

24. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2019. – 453, [2] с.
25. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / В. И. Щуров, Кудин В.И., Савельев В.А. [и др.]. – Москва: Альянс, 2005. – 509, [1] с.
26. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 799 с.
27. Галикеев, И. А. 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 / И. Ю. Быков, В. Н. Ивановский, Н. Д. Цхадая [и др.]. – Москва: ЦентЛитНефтеГаз, 2012. – 366, [5] с.

### **Дополнительная литература**

1. Борхович, С. Ю. Методика расчета глубины подвески электродиафрагменного насоса установки УЭДН 5: учеб. пособие / С. Ю. Борхович, В. Г. Евстифеев, А. Я. Волков. – Ижевск: Удмуртский университет, 2013. – 51 с.
2. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т. А. Бурдынь, А. Т. Горбунов, Л. В. Лютин [и др.] – Москва: Недра, 1983. – 191 с.
3. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина – Москва: Недра, 2007. – 591 с.
4. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов / Ю. П. Желтов. – Москва: 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 / Н. И. Ковалев. – 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 / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. – Москва: Альянс, 2007. – 132, [1] с.
8. Лобусев, А. В. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: учеб. пособие для вузов / 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 / А. Х. Мирзаджанзаде; науч. ред. Ф. К. Кочарли. – Москва: 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. – Москва; Ижевск : Ин-т компьютер.исслед., 2004. – 367с.
11. Мирзаджанзаде, А. Х. Парадоксы нефтяной физики / А. Х. Мирзаджанзаде, В. А. Байков. – Москва: РХД, 2004. – 222 с.
12. Мирзаджанзаде, А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев.– Москва; Ижевск: Ин-т компьютер.исслед., 2005. – 267, [3] с.
13. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва: 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. – Москва: 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. Гидромеханика процесса скважинной добычи нефти при установившихся режимах движения жидкости : учебник для вузов / Р. Ш. Муфазалов, Р. Х. Муслимов, И. Б. Бурцев. – Москва: Изд-во Моск. гос. горного ун-та, 1996. – 288 с.
17. Мусин, М. М. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов. – 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.]. – Москва: Недра, 1984. – 271 с.
19. Сучков, Б. М. Горизонтальные скважины / Б. М. Сучков – Москва; Ижевск: РХД, 2006. – 423 с.
20. Сучков, Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б. М. Сучков. – Москва; Ижевск: РХД, 2005. – 686 с.
21. Сучков, Б. М. Интенсификация работы скважин / Б. М. Сучков. – Москва: Ин-т компьтер. исслед.; Ижевск: РХД, 2007. – 611 с.
22. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2014. – 453 с.
23. Справочник нефтяника / авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. – Уфа: Тау, 2005. – 270 с.

24. Юрчук, А. М. Расчеты в добыче нефти / А. М. Юрчук, А.З. Истомина  
Москва: Недра, 2000. – 270 с.
25. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, С. Е. Здольник, М. М. Нагу-  
манов [и др.]; под ред. К.Р. Уразакова. – Санкт-Петербург: Недра, 2012. –  
672 с.
26. Захаров, Б.С. Повышение эффективности эксплуатации скважин штанговы-  
ми насосами / Б.С. Захаров, В. Р. Драчук. – Москва; Ижевск: Институт ком-  
пьютерных технологий 2021. – 167 с.
27. Кудинов, В. И. Методы повышения производительности скважин /  
В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самарское книжное издательство, 1996. –  
412 с.

## 9. МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

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

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

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

где  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/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, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\mu_n$  – 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):

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

где  $k$  – проницаемость «незагрязненного» пласта,  $h$  – толщина пласта,  $\mu_{пл}$  – 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):

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

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

Целевое значение коэффициента продуктивности ПЗП (после обработки):

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

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:

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

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 полугода 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 обводненности скважины свыше 30 % и нахождении ее 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 обводненности 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:

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

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

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

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

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

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

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

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 воздействия, 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 слабо заметным на форме характеристики вытеснения. В этих случаях объемы добычи нефти, полученные из дополнительно введенных в разработку балансовых запасов нефти, должны определяться отдельно и целиком относиться к методу гидродинамического воздействия.

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

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 обводненности продукции.

Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться характеристики вытеснения различного вида.

Для расчета технологической эффективности применения солянокислотной 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  $(\ln Q_ж)$ ,  $Q_n$  от  $(\ln Q_в)$ ,  $Q_n$  от  $(Q_в/Q_ж)$ ,  $Q_n$  от  $(1/\sqrt{Q_ж})$ ,  $Q_ж/Q_n$  от  $(Q_в)$ .

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. Концентрация кислотного раствора	X	%
9. Норма расхода кислотного раствора на 1 м	N	м <sup>3</sup> /м
10. Концентрация HCl	Z	%
11. Коэффициент проницаемости	Kпр	мкм <sup>2</sup>

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, м<sup>3</sup> /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.

Таблица 2

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

Расчетная концентрация кислотного раствора %	Исходная концентрация технической HCL %											
	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7
HCL 8	00	70	45	20	00	82	62	48	34	20	08	96
вода	00	30	55	80	00	18	38	52	66	80	92	64
HCL 10	25	90	56	26	00	77	55	35	17	00	85	70

вода	75	10	44	74	00	23	45	65	83	00	15	30
HCL 12	50	05	70	35	00	70	46	20	00	80	62	45
вода	50	95	30	65	00	30	54	80	00	20	38	55
HCL 15	35	85	35	90	50	15	85	52	25	00	75	56
вода	5	15	65	10	50	85	15	48	75	00	25	44

*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.

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

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

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,  $\text{м}^3$ ;

4. В качестве ингибитора применяется Уникол-2, определяется требуемое количество ингибитора по формуле:

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

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

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

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

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

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

6. 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 %.

7. 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.

8. 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 %.

9. 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;  $\text{м}^3 / 1000$ .

10. 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  $\text{м}^3$  раствора хлористого кальция с плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup> требуется 540 кг хлористого кальция и 0,66  $\text{м}^3$  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:

$$V_{vCaCl_2} = 0,66 \cdot V_{бл}, \text{ м}^3 \quad (29)$$

11. До закачки раствора соляной кислоты скважина должна быть заполнена нефтью. Раствор должен заполнить выкидную линию диаметром 0,05 м и длиной 100 м (L<sub>в.л</sub>):

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

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

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

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

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

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

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

15. 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:

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

#### 9.4. Расчет эффективности соляно-кислотной обработки

Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора  $v_p$  составляет 1 - 1,2 м<sup>3</sup> на один метр обрабатываемой толщины пласта. Отсюда находим:

общий объем солянокислотного раствора по формуле:

$$Q = V * h, \quad (35)$$

где  $V$  – средняя норма расхода раствора соляной кислоты на 1 м интервала обработки, принимаемая равной 1,1 м<sup>3</sup>;  $h$  – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м.

Количество концентрированной товарной соляной кислоты солянокислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_{\text{к}} = \frac{Q * x(5.09 * x + 999)}{z * 5.09 * z + 999}, \quad (36)$$

где  $z$  – концентрация товарной кислоты, %;  $x$  – концентрация солянокислотного раствора, %;  $Q$  – общий объем солянокислотного раствора, м<sup>3</sup>.

В качестве стабилизатора против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту, количество которой определяется по формуле:

$$Q_{ук} = \frac{b_{ук} * Q}{C_{ук}}, \quad (37)$$

где  $C_{ук}$  – концентрация уксусной кислоты, %;  $b_{ук}$  – норма добавки 100%-ной уксусной кислоты – определяется по формуле:

$$b = f + 0,8, \quad (38)$$

где  $f$  – содержание в соляной кте солей железа, %.

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6% (в пересчете на  $SO_3$ ), которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры карбонатного пласта.

Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий, количество которого определяется по формуле:

$$Q_{хв} = \frac{2,13 * Q \left( \frac{a * x}{z} - 0,02 \right)}{\rho_{хб}}, \quad (39)$$

где 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг;  $Q$  – объем солянокислотного раствора,  $m^3$ ;  $a$  – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %;  $x$  – концентрация солянокислотного раствора, %;  $z$  – концентрация товарной соляной кислоты, %; 0,02 – допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок;  $\rho_{хб}$  – плотность раствора хлористого бария,  $kg/m^3$  ( $\rho_{хб} = 4000 kg/m^3$ ).

Необходимый объем ингибитора коррозии определяется по формуле:

$$Q_u = \frac{b_u * Q}{C_u}, \quad (40)$$

где  $b_u$  – норма добавки ингибитора, %;  $C_u$  – объемная доля товарного ингибитора, % ( $C_u = 100$  %).

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяют ПАВ катапин, который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой. Большое снижение скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в продуктивный пласт.

Необходимый объем интенсификатора для понижения поверхностного натяжения ПАВ:

$$Q_{ин} = \frac{b_{ин} * Q}{C_{ин}}, \quad (41)$$

где  $b_{ин}$  – норма добавки интенсификатора, %;  $C_{ин}$  – объемная доля товарного интенсификатора, % ( $C_{ин} = 100\%$ ).

Для изоляции зумпфа при обработке применяется раствор хлористого кальция (бланкет). Объем закачиваемого бланкета определяется по формуле:

$$Q_{бл} = 0,785 * D^2 * H_з, \quad (42)$$

где  $D$  – внутренний диаметр скважины, м;  $H_з$  – глубина зумпфа, м.

Количество воды для приготовления принятого объема солянокислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_v = Q - Q_k - \Sigma Q, \quad (43)$$

где  $Q$  – объем солянокислотного раствора, м<sup>3</sup>;  $Q_k$  – объем концентрированной товарной соляной кислоты, м<sup>3</sup>;  $\Sigma Q$  – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий), м<sup>3</sup>.

Для определения потенциала скважины произведем расчеты дебита и коэффициента продуктивности скважины до и после мероприятия интенсификации.

Степень повреждения призабойной зоны пласта определяется величиной скин-эффекта. Расчет дебита после мероприятия проведен в предположении, что скин-эффект снижается после обработки до нуля ( $S_{кин} = 0$ ).

Дебит скважины до и после СКО рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{2 \pi k i h}{\mu_n * B_o} * \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{r_d}{r_c}\right) + S_{кин}}, \quad (44)$$

где  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м;  $\mu_n$  – вязкость нефти, Па\*с;  $B_o$  – коэффициент пластового объема нефти, д.е.;  $\Delta P$  – перепад давления (депрессия), Па;  $r_d$  – радиус дренирования, м;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $S_{кин}$  – скин-фактор.

Коэффициент продуктивности до и после СКО определяется по формуле:

$$K = \frac{q}{\Delta P}, \quad (45)$$

где  $q$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta P$  – перепад давления, МПа.

## 9.5. Формулы для расчета дебитов горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

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

Для расчетов дебита используется аналог формулы Renard, Dupuy:

$$q_r^* = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[ \frac{f_b(s)}{\mu_b} + \frac{f_n(s)}{\mu_n} \right] \cdot A \quad (46)$$

$$q_r^n = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_n(s)}{\mu_n} \cdot A \quad (47)$$

$$A = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}}, \quad (48)$$

где

где  $q^*$  – дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут,  $q^n$  – дебит скважины по нефти, м<sup>3</sup>/сут.

Для сравнения дебит вертикальной скважины вычисляется по формулам:

$$q_b^* = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \left[ \frac{f_b}{\mu_b} + \frac{f_n}{\mu_n} \right] \cdot B \quad (49)$$

$$q_b^n = 2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot \frac{f_n}{\mu_n} \cdot B \quad (50)$$

$$\text{где } B = \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot 86,4, \quad (51)$$

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

Обычно используются зависимости вида:

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

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

$$f_h(s) = \left( \frac{1 - s_{h.o} - s}{1 - s_{h.o}} \right)^b \cdot (1 + c \cdot s), \quad 0 \leq s \leq 1 - s_{h.o} \quad (52)$$

$$f_h(s) = 0 \quad \text{для } s \geq 1 - s_{h.o}$$

В формулах (52)  $s_{cb}$  – насыщенность пористой среды связанной водой,  $s_{h.o}$  – остаточная нефтенасыщенность,  $s$  – текущее значение водонасыщенности. Чарным И.А. по результатам анализа многих лабораторных экспериментов приняты значения:

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

Дебит скважины по воде обычно определяют по формуле:

$$q_b = F(s) \cdot q_{ж} \quad (53)$$

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

$$F(s) = \frac{f_b(s)}{f_b(s) + \frac{\mu_b}{\mu_h} \cdot f_h(s)} \quad (54)$$

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

### 9.5.2 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:

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

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

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

Дебит *вертикальной скважины* будет выражаться формулами:

$$q_b^ж = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + a_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}} \quad (55)$$

$$q_b^н = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{R_k}{R_\phi} + b_2 \cdot \ln \frac{R_\phi}{r_c}} \quad (56)$$

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

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

Дебиты *горизонтальной скважины* по жидкости и по нефти:

$$q_r^{\text{ж}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{a_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + a_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + a_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}} \quad (57)$$

$$q_r^{\text{н}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (p_k - p_c) \cdot 86,4}{b_1 \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}} + b_2 \cdot \ln \frac{a_\phi + \sqrt{a_\phi^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + b_3 \cdot \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c}} \quad (58)$$

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

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

$$\overline{s_\phi} = s_k + \left[ s_\phi - s_k \right] \cdot \frac{4 \cdot R_\phi^2}{L \cdot h} \quad \text{при } R_\phi < \frac{\sqrt{L \cdot h}}{2}.$$

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.

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

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

$$q_B^{\text{ж}} = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_{\Gamma} \cdot K_B} \cdot \left[ \frac{f_B(s)}{\mu_B} + \frac{f_H(s)}{\mu_H} \right] \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{c.\text{ЭКВ.}}}} \quad (59)$$

$$q_B^{\text{H}} = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot \sqrt{K_{\Gamma} \cdot K_B} \cdot \frac{f_H(s)}{\mu_H} \cdot \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{R_k}{r_{c.\text{ЭКВ.}}}} \quad (60)$$

$$r_{c.\text{ЭКВ.}} = \frac{\beta + 1}{2 \cdot \sqrt{\beta}} \cdot r_c; \quad \beta = \sqrt{\frac{K_{\Gamma}}{K_B}} \quad (61)$$

Дебиты *горизонтальной скважины*:

$$q_{\Gamma}^{\text{ж}} = 2 \cdot \pi \cdot K_{\Gamma} \cdot h \cdot \left[ \frac{f_B(s)}{\mu_B} + \frac{f_H(s)}{\mu_H} \right] \cdot Z \quad (62)$$

$$q_{\Gamma}^{\text{H}} = 2 \cdot \pi \cdot K_{\Gamma} \cdot h \cdot \frac{f_H(s)}{\mu_H} \cdot Z \quad (63)$$

$$\text{где } Z = \frac{(p_k - p_c) \cdot 86,4}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \cdot \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1) \cdot \pi \cdot r_c}} \quad (64)$$

### 9.6. Расчет основных характеристик гидравлического разрыва пласта

Напряженное состояние пород в условиях залегания подчиняется гипотезе А. Н. Динника.

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{\text{г.в.}} = \rho n \cdot g \cdot L, \quad (65)$$

где  $\rho n$  – средняя плотность пород над продуктивным пластом,  $\text{кг/м}^3$ ;  $L$  – глубина скважины, м.

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г.г.} = P_{гв} \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (66)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Зная составляющие горного давления, рассчитаем забойное давление разрыва:

$$P_3 = K * L * 10^4 \quad (67)$$

где  $K$  принимаем от 1,5 до 2. Объемная концентрация песка в смеси определяется по формуле:

$$\beta_{п} = \frac{C_{п}/\rho_{п}}{(C_{п}/\rho_{п})+1}, \quad (68)$$

где  $C_{п}$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/ м<sup>3</sup>;  $\rho_{п}$  – плотность песка, кг/ м<sup>3</sup>.

Плотность жидкости-песконосителя с песком:

$$\rho_{жп} = \rho_{нп}(1 - \beta_{п}) + \rho_{п}\beta_{п}, \quad (69)$$

где  $\rho_{нп}$  – плотность загущенной нефти в составе жидкости-песконосителя, кг/м<sup>3</sup>.

Вязкость жидкости-песконосителя с песком:

$$\mu_{жп} = \mu_{н} * \exp(3.18 * \beta_{п}), \quad (70)$$

где  $\mu_{н}$  – вязкость нефти, Па·с.

Для определения параметров трещины используются формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П. Желтова. Оценим сначала ширину трещины после закачки 1 м<sup>3</sup> жидкости разрыва, для чего определим давление на забое в этот момент времени по формуле:

$$\frac{P_3}{P_{гг}} * \left( \frac{P_3}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = \frac{5.25E^2 * Q * \mu_{жп}}{(1-\nu^2)^2 * P_{гг}^3 * V_m}, \quad (71)$$

где  $V_m$  — объем жидкости, находящейся в трещине, м<sup>3</sup>;  $Q$  – расход закачиваемой жидкости, м<sup>3</sup> /с. Длина трещины после закачки (в м):

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} * E}{5.6 * (1-\nu^2) * h * (P_3 - P_{г.г.})}}, \quad (72)$$

где  $E$  – модуль упругости пород, Па;  $h$  – вскрытая толщина пласта, м.

Раскрытость или ширина трещины (в м):

$$\omega = \frac{4*(1-v^2)*l*(P_3 - P_{г.г.})}{E} \quad (73)$$

Раскрытость трещины должна быть вполне достаточной, чтобы кварцевый песок фракции 0,8-1,2 мм поступал в нее при закачке следующей порции жидкости разрыва, являющейся одновременно и жидкостью-песконосителем.

После снятия давления трещина закрывается не полностью на интервале, в котором находилась жидкость-песконоситель. Принимая пористость песка в трещине после ее закрытия  $m = 0.3$ , Остаточная ширина трещины определяется (в см):

$$\omega_1 = \frac{\omega * \beta_{п}}{1 - m}, \quad (74)$$

где  $m$  – пористость песка в трещине после ее закрытия. Проницаемость трещины такой ширины (в м<sup>2</sup>):

$$K_{г} = \frac{\omega_1^2}{12} \quad (75)$$

Среднюю проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине (в м<sup>2</sup>):

$$k_{ср} = \frac{(\pi * D - \omega_1)k + (\omega_1 * K_{г})}{\pi D}, \quad (76)$$

где  $D$  – диаметр скважины по долоту, м.

В случае образования горизонтальной трещины радиус ее  $r_m$  можно вычислить по следующей эмпирической формуле:

$$r_m = (0.0134 - 1.6 * 10^{-6} * L)(Q * 10^3 \sqrt{\frac{\mu_{жр} * t}{k}})^{0.5}, \quad (77)$$

где  $Q$  – расход жидкости разрыва, м<sup>3</sup>/с;  $\mu_{жр}$  – вязкость жидкости разрыва, Па·с;  $t$  – время закачки жидкости разрыва, с;  $k$  – проницаемость призабойной зоны пласта, м<sup>2</sup>.

Давление, которое нужно создать на устье при гидразрыве:

$$P_y = \frac{1.52 * \lambda * 16 * Q^2 * L * \rho_{жп}}{2 * \pi^2 * d^5}, \quad (78)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления. Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = 4Q\rho_{жп}/(\pi d\mu_{жп}), \quad (79)$$

где  $d$  – диаметр НКТ.

Если  $Re > 200$ , то потери давления на трение увеличиваются в 1,52 раза.

Жидкость гидроразрыв в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700.

#### Техническая характеристика насосного агрегата 4АН-700

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
I	6	70
II	8.3	51
III	11.6	36
IV	14.6	29

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y Q}{(Q_p P_p k_{ТС}) + 1}, \quad (80)$$

где  $P_p$  – рабочее давление агрегата, Па;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ , м<sup>3</sup>/с;  $k_{ТС}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы (0,5-0,8).

Объем жидкости для продавливания жидкости-песконосителя:

$$V_n = 0.785 * d^2 * L, \quad (81)$$

Продолжительность гидроразрыва пласта одним агрегатом при работе его на III скорости:

$$t = \frac{V_{ж} + V_n}{Q_p} \text{МИН}, \quad (82)$$

где  $V_{ж}$  – объем жидкости для осуществления ГРП, м<sup>3</sup>;  $V_n$  – объем продавочной жидкости, м<sup>3</sup>.

$$V_{ж} = \frac{Q_n}{C_n} \quad (83)$$

где  $Q_n$  – количество закачанного в скважину песка, кг.

Дебит скважины после ГРП определяется:

$$Q = \frac{2 * \pi * k_{ср} * h \Delta P}{\mu \ln(R_k / r_c)} \quad (84)$$

Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины после ГРП принимается равным радиусу трещины  $r_m$ .

$$\mathcal{E} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_m}} \quad (85)$$

## 9.7. 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:

$$s'_{max} = \frac{1}{J_D^{opt}} - \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + \frac{3}{4}, \quad (86)$$

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.

$$K_{np}^{ГРП} = \frac{KH}{18.4 \cdot B_n \cdot \mu \cdot \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s' \right)}, \quad (87)$$

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

### Потенциальный дебит жидкости скважины после проведения ГРП и оптимизации

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

В противном случае, потенциальный дебит жидкости после проведения ГРП и оптимизации рассчитывается как:

$$Q_{ж}^{общ} = \begin{cases} K_{пр}^{ГРП} \cdot (P_{пл} - P'_{заб}), & P'_{заб} \geq P_{нас} \\ K_{пр}^{ГРП} \cdot \left( P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1.8} \cdot \left( 1 - 0.2 \cdot \frac{P'_{заб}}{P_{нас}} - 0.8 \cdot \left( \frac{P'_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right) \right), & P'_{заб} < P_{нас} \end{cases}, \quad (88)$$

где  $Q_{ж}^{общ}$  – потенциальный дебит жидкости после ГРП, м<sup>3</sup>/сут;  $K_{пр}^{ГРП}$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/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

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

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

### **Потенциальный дебит нефти скважины после проведения ГРП и оптимизации**

Потенциальный дебит нефти после ГРП и оптимизации  $Q_n^{общ}$  вычисляется на основе потенциального дебита жидкости после ГРП и оптимизации  $Q_{ж}^{общ}$ , текущего значения обводненности  $w$  и плотности нефти  $\rho_n$ :

$$Q_n^{общ} = Q_{ж}^{общ} \cdot \left( 1 - \frac{w}{100} \right) \cdot \rho_n, \quad (89)$$

где  $Q_n^{общ}$  – потенциальный дебит нефти после ГРП и оптимизации, т/сут;  $Q_{ж}^{общ}$  – потенциальный дебит жидкости после ГРП и оптимизации, м<sup>3</sup>/сут;  $w$  – текущее значение объемной обводненности, %;  $\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см<sup>3</sup>.

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

$$\Delta Q_n^{общ} = Q_n^{общ} - Q_n, \quad (90)$$

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

$$\Delta Q_n^{ГРП} = Q_n^{ГРП} - Q_n^{онм}, \quad (91)$$

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;  $Q_n^{онм}$  – потенциальный дебит нефти после оптимизации, т/сут.

### Расчет 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:

$$K_{ин(упр)} = \frac{(m \cdot \beta_{ж} + \beta_n) \cdot F_n \cdot h_n \cdot (P_{пл} - P_{нас}) \cdot \rho_{нд} \cdot 10^{-3}}{Q_{геол} \cdot b_n}, \quad (92)$$

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

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

$$K_{ин(гж)} = 0,418 \cdot \left( \frac{m \alpha_n}{\Gamma} \right)^{0,1611} \cdot \left( \frac{k_{np}}{\mu_{н2}} \right)^{0,0079} \cdot (1 - \alpha_n)^{0,3722} \cdot \left( \frac{P_{нас}}{P_k} \right)^{0,1147}, \quad (93)$$

где  $\alpha_n$  – средний коэффициент растворимости попутного нефтяного газа, определяемый по формуле:

$$\alpha_n = \frac{\Gamma}{P_{нас} - P_o} = \frac{103 \cdot 6}{13 \cdot 4 - 0.1} = 7.8 \text{ м}^3/\text{МПа} \quad (94)$$

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

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

$$K_{ин(зав)} = 0,270 \cdot k_{пр}^{0,0805} \cdot \mu_o^{-0,1008}, \quad (95)$$

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

### 9.8. Расчет ремонтно-изоляционных работ

Поскольку в обводненном пропластке градиент давлений в направлении к скважине близок к нулю, ориентировочно можно принять давление перед экраном равным пластовому. Если начальный градиент давлений для отвердевшего в условиях проникновения пласта композитного состава равен  $\beta$ , то глубина проникновения  $R_0$  определится из неравенства:

$$R_0 \geq \frac{P_{пл} - P_з}{\beta}, \quad (96)$$

где  $\beta$  – начальный градиент давлений для отвердевшей в условиях пласта композиции,  $\beta = 6$  МПа/м.

Объем изолирующего материала рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{изол} = \pi * R_0^2 * h * m * \beta_{ж} * (P_з - P_{атм}), \quad (97)$$

где  $h$  – толщина обводненного пропластка,  $m$  – пористость;  $P_з$  – забойное давление;  $P_{атм}$  – атмосферное давление;  $\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости состава.

Масса реагента тампонажного состава:

$$m = V_{изол} * \rho_{изол}, \quad (98)$$

где  $\rho_{изол}$  – плотность изолирующей, кг/м<sup>3</sup>.

Для выполнения РИР необходимо создать давление, превышающее пластовое, но не превосходящее давление, соответствующее гидроразрыву пласта:

$$P_{закачка} + P_{гидр} - P_{потери} < P_{грп} \quad (99)$$

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{г.в} = \rho_{г.л.} * g * H, \quad (100)$$

где  $\rho_{г.л.}$  – средняя плотность горных пород, лежащих выше продуктивного горизонта, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – расстояние от устья до середины перфорированного интервала, м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г.г} = \frac{\nu}{1-\nu} * P_{г.в}, \quad (101)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Определим давление гидроразрыва пласта:

$$P_{грп} = 2P_{г.г} * \sigma_p, \quad (102)$$

где  $\sigma_p$  – прочность породы на разрыв, Па.

Гидростатическое давление, создаваемое столбом жидкостеносителя:

$$P_{гидр} = \rho_{изол} * g * H. \quad (103)$$

Потери давления на трение при закачке реагента:

$$P_{тр} = \frac{\lambda * V_{изол}^2 * h * \rho_{изол}}{2d_{вн}}, \quad (104)$$

где  $V_{изол}$  – скорость жидкости по НКТ, м/с;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Скорость жидкости по НКТ определяется:

$$V_{изол} = \frac{Q * 10^{-3}}{0.785 d_{вн}^2}, \text{ м/с} \quad (105)$$

где  $Q$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/с;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр НКТ, м.

Коэффициент гидравлических сопротивлений при ламинарном движении ( $Re < 2300$ ):

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (106)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений при турбулентном движении ( $Re > 2300$ ):

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (107)$$

Число Рейнольдса:

$$Re = 4Q \rho_{изол} / (\pi * d_{вн} * \mu_{изол}), \quad (108)$$

где  $\mu_{изол}$  – вязкость изолирующей композиции, Па·с.

В качестве верхней и нижней разделительной и влагопоглощающей буферной жидкости вступает технический ацетон, который закачивается в скважину и пласт перед и после закачки тампонажного состава. В среднем объем данного вещества для нижнего буфера составляет 0,4 расчетного объема  $V_{изол}$ , а для верхнего – 0,3.

$$V_{\rho gh} = 0.4 * V_{изол}, \quad (109)$$

$$V_{\rho gh} = 0.3 * V_{изол}. \quad (110)$$

Для продавливания композиции в пласт используют техническую воду, объем которой равен:

$$V_{пж} = V_{нкт} = \frac{\pi * d_{вн}^2 * H}{4}. \quad (111)$$

Рассчитаем время, в течение которого будет производиться закачка изолирующего материала, буферной и продавочной жидкости:

$$T = \frac{(V_{изол} + V_{пж} + V_{рж})}{q}, \quad (112)$$

где  $q$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/с.

После закачивания буферной жидкости скважину необходимо оставить скважину на время гелеобразования изолирующего материала – 6-8 часов. После этого проводят обратную промывку буферной жидкостью в объеме  $2 \cdot V_{пж}$ .

Продолжительность обратной промывки после закачки определяется:

$$t = \frac{2V_{пж}}{q}. \quad (113)$$

Дополнительная добыча нефти после проведения РИР оценивается по формуле:

$$\Delta Q_H = 38,433 * (K_H - 0.3) * m * (1 - \beta^1) * \sqrt{(\alpha_{пс} - 0.3) * h_H * C} * 10^3, \quad (114)$$

где  $K_H = 1 - K_B$  – начальная нефтенасыщенность,  $K_B$  водоудерживающая способность;  $\alpha_{пс}$  – средняя амплитуда диффузионно-адсорбционного потенциала пласта в скважине;  $h_H$  – нефтенасыщенная толщина пласта в скважине;  $C = 0,87$  – коэффициент технологии;  $\beta$  – средняя обводненность продукции в скважине после проведения РИР.

## 9.9. Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин

При проведении операции по выравниванию профиля приемистости в нагнетательную скважину закачивается объем подготовленной нефти или водонефтяной эмульсии с целью создания в призабойной зоне нефтяного пояса, обеспечивающего в дальнейшем равномерное распределение нагнетаемой в пласт воды по фронту вытеснения пластовой нефти. Исходят из того, что при проведении операции по закачке в пласт нефть движется по наиболее доступным маршрутам (наиболее проницаемым пропласткам), перекрывая и закупоривая их, делая труднодоступными для нагнетаемой в дальнейшем воды, вследствие более высокой по сравнению с водой вязкости.

Индивидуальная норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины – количество подготовленной нефти, необходимое для проведения одной операции по выравниванию профиля приемистости  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, определяется по формуле:

$$H_{kij} = V_{kij} \cdot \rho_n \cdot \delta_{n\ kij} \cdot \tau / \text{скв.} - \text{опер.}, \quad (115)$$

где  $H_{kij}$  – индивидуальная норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$V_{kij}$  – объем закачиваемой в скважину технологической жидкости при выравнивании профиля приемистости в  $j$ -й скважине  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества,  $\text{м}^3$ ;

$\rho_n$  – плотность подготовленной нефти при стандартных условиях,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$\delta_{n\ kij}$  – объемная доля подготовленной нефти в закачиваемой в  $j$ -ю скважину  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества технологической жидкости.

Объем закачанной в пласт технологической жидкости при выравнивании профиля приемистости в  $j$ -й скважине  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества вычисляется по формуле

$$V_{kij} = \pi \cdot (R_{kij}^2 - r_{kij}^2) \cdot m_{z\ kij} \cdot h_{kij}, \text{ м}^3, \quad (116)$$

где  $V_{kij}$  – объем закачанной в пласт технологической жидкости при выравнивании профиля приемистости в  $j$ -й скважине  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества,  $\text{м}^3$ ;

$r_{kij}$  – радиус  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, м;

$R_{kij}$  – радиус призабойной зоны  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, заполняемый технологической жидкостью, м; величина  $R$  устанавливается регламентами работ в скважинах по предприятию;

$m_{пз kij}$  – пористость призабойной зоны  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества;

$h_{kij}$  – эффективная толщина пласта по  $j$ -й скважине  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, м.

Поскольку

$$V_{kij} = Q_{н kij} \cdot t_{з kij}, \text{ м}^3, \quad (117)$$

где  $V_{kij}$  – объем закачанной в пласт технологической жидкости при выравнивании профиля приемистости в  $j$ -й скважине  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{н kij}$  – подача насоса при закачке технологической жидкости в  $j$ -ю скважину  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$t_{з kij}$  – время закачки технологической жидкости в  $j$ -ю скважину  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, ч;

то с учетом формул (116) и (117)

$$t_{з kij} = \frac{\pi \cdot (R_{kij}^2 - r_{kij}^2) \cdot m_{пз kij} \cdot h_{kij}}{Q_{н kij}}, \text{ ч}. \quad (118)$$

Норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости одной нагнетательной скважины по площади – средневзвешенное значение необходимого количества подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, рассчитывается по формуле:

$$H_{ki} = \frac{\sum_{j=1}^m H_{kij} \cdot z_{kij}}{\sum_{j=1}^m z_{kij}}, \text{ т/скв. - опер.}, \quad (119)$$

где  $H_{ki}$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$H_{kij}$  – индивидуальная норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$z_{kij}$  – количество скважино-операций по выравниванию профиля приемистости на  $j$ -й скважине  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества в планируемом году;

$m$  – количество  $j$ -х скважин на  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества.

Норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины по предприятию – средневзвешенное значение необходимого количества подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины  $k$ -го предприятия акционерного общества, определяется по формуле:

$$H_k = \frac{\sum_{i=1}^n H_{ki} \cdot z_{ki}}{\sum_{i=1}^n z_{ki}}, \text{ т/скв. - опер.}, \quad (120)$$

где  $H_k$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$H_{ki}$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$z_{ki}$  – количество скважино-операций по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины на  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества в планируемом году;

$n$  – количество  $i$ -х площадей на  $k$ -м предприятии акционерного общества.

Норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины по акционерному обществу – средневзвешенное значение необходимого количества подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины по акционерному обществу, определяется по формуле:

$$H = \frac{\sum_{k=1}^e H_k \cdot z_k}{\sum_{k=1}^e z_k}, \text{ т/скв. - опер.}, \quad (121)$$

где  $H$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины акционерного общества, т/скв.-опер.;

$H_k$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$z_k$  – количество скважино-операций по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины на  $k$ -м предприятии акционерного общества в планируемом году;

$e$  – количество  $k$ -х предприятий акционерного общества.

Потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости скважины на год определяется по формуле:

$$Q_{kij} = H_{kij} \cdot z_{kij} \cdot \tau / \text{год}, \quad (122)$$

где  $Q_{kij}$  – потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества,  $\text{м}^3$ ;

$H_{kij}$  – индивидуальная норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости  $j$ -й скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$z_{kij}$  – количество скважино-операций по выравниванию профиля приемистости в  $j$ -й скважине  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества в планируемом году.

Потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по площади на год определяется по формуле:

$$Q_{ki} = H_{ki} \cdot z_{ki} \cdot \tau / \text{год}, \quad (123)$$

где  $Q_{ki}$  – потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества на год, т/год;

$H_{ki}$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости скважины  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.,

$z_{ki}$  – количество скважино-операций по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины на  $i$ -й площади  $k$ -го предприятия акционерного общества в планируемом году.

Потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по предприятию на год определяется по формуле:

$$Q_k = H_k \cdot z_k \cdot \tau / \text{год}, \quad (124)$$

где  $Q_k$  – потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по  $k$ -му предприятию акционерного общества на год, т/год;

$H_k$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости скважины  $k$ -го предприятия акционерного общества, т/скв.-опер.;

$z_k$  – количество скважино-операций по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины на  $k$ -м предприятии акционерного общества в планируемом году.

Потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по акционерному обществу на год определяется по формуле:

$$Q = H \cdot z, \text{ т/год} \quad (125)$$

где  $Q$  – потребность в подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по акционерному обществу на год, т/год;

$H$  – норма использования подготовленной нефти на проведение одной операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины акционерного общества, т/скв.-опер.;

$z$  – количество скважино-операций по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины в акционерные общества в планируемом году.

Расход подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин составляет 100 % потребного количества нефти, поскольку весь объем технологической жидкости закачивается в пласт. Таким образом, норма расхода подготовленной нефти равна норме использования, а расход подготовленной нефти – объему потребности.

Норматив расхода подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин акционерного общества – отношение массы подготовленной нефти, расходуемой за год на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по  $k$ -му предприятию акционерного общества, к массе годовой добычи нефти  $k$ -м предприятием, выраженное в процентах.

Определяется по формуле:

$$N_{p\ k} = \frac{Q_{p\ k}}{G_k} \cdot 100, \%, \quad (126)$$

где  $N_{p\ k}$  – норматив расхода подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по k-му предприятию акционерного общества, %;

$Q_{p\ k}$  – расход подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по k-му предприятию акционерного общества за год, т/год;  $Q_{p\ k} = Q_k$ ;

$G_k$  – годовая добыча нефти k-м предприятием акционерного общества.

Норматив расхода подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по акционерному обществу - отношение массы подготовленной нефти, расходуемой за год на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по акционерному обществу, к массе годовой добычи нефти по акционерному обществу, выраженное в процентах, определяется по формуле:

$$N_p = \frac{Q_p}{G} \cdot 100, \%, \quad (127)$$

где  $N_p$  – норматив расхода подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по акционерному обществу, %;

$Q$  – расход подготовленной нефти на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин по акционерному обществу за год, т/год;  $Q_p = Q$ ;

$G$  – годовая добыча нефти акционерным обществом, т/год.

## 10. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КП

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 4.

Таблица 4

### Исходные данные для расчета экономического эффекта проекта с капитальными вложениями

№	Показатели	Ед.изм.	Значения
1.	Дополнительная добыча (нефтяной эмульсии) в т.ч. нефти	тыс. т. тыс. т.	
2.	Цена 1т нефти без НДС	тыс. руб./т	
3.	Выручка от дополнительно добытой нефти	тыс. руб.	
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 5.

Таблица 5

#### 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 1т 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.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_{q1} + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}}, \quad (128)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности; Пч – чистая прибыль от реализации в t–м году; А – амортизационные отчисления в t–м году; К – инвестиции в разработку месторождения в t–м году; Е – норматив дисконтирования, доли ед.; t, t<sub>p</sub> – 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.

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_{q1} + A_t) / (1 + E_n)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_p}}. \quad (129)$$

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

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

$$\sum_{t=1}^{T_{ok}} \frac{B_t - K_t - \mathcal{E}_{npi} - H_t + A_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad \text{или} \quad \sum_{t=1}^{T_{ok}} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad (130)$$

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:

$$T_{\text{эни}} = P_{\text{изв}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (131)$$

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.

1. Сбор и транспорт дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{сбт}} = P_{\text{сбт}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (132)$$

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

2. Технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{тп}} = P_{\text{тп}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (133)$$

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

3. Закачка воды (% от обводненности дополнительно добытой нефти):

$$T_{\text{зак}} = P_{\text{з.п}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (134)$$

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

Итого эксплуатационных затрат (без налогов и платежей):

$$T_t = T_{\text{эни}} + T_{\text{сбт}} + T_{\text{тп}} + T_{\text{зак}} + T_{\text{гтм}}, \quad (135)$$

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

Эксплуатационные затраты сводятся в таблицу 6:

Таблица 6

### 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:

$$C_{\text{НДПИ}} = K_{\text{ц}} \cdot R - D_{\text{м}}, \quad (136)$$

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:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Цена барреля Urals в } \$ - 15) \cdot \text{Курс } \$ \text{ США} / 261 \quad (137)$$

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:

$$Дм = К_{ндпи} \cdot К_{ц} \cdot (1 - К_{в} \cdot К_{з} \cdot К_{д} \cdot К_{дв} \cdot К_{кан}) - К_{к} - К_{абдт} - К_{ман} \cdot С_{вн}, \quad (138)$$

где  $K_{ндпи}$  – фиксированное значение, которое с 2016 г. установлен на уровне 559 руб;  $K_{ц}$  – ранее отмеченный ценовой коэффициент;  $K_{в}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов;  $K_{з}$  – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;  $K_{кан}$  – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;  $K_{д}$  – коэффициент, характеризующий сложность добычи;  $K_{дв}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;  $K_{к}$  – фиксированное значение, которое с 1 января 2019 г. установлен в размере 428 руб.;  $K_{абдт}$  – коэффициент, характеризующий надбавки за автомобильный бензин и дизельное топливо;  $K_{ман}$  – коэффициент, учитывающий влияние экспортной пошлины;  $C_{вн}$  — 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  $K_{к}$ , 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:

$$C_{ндпи} = K_{ц} * R + K_{к} \quad (139)$$

Размер налога на добычу полезных ископаемых рассчитывается по формуле:

$$Н_{ндпи} = Q_{н} * C_{ндпи} \quad (140)$$

### **Налог на прибыль**

Определяется как 20 % от прибыли до налогообложения.

$$НП = П_{б} * 0,2 \quad (141)$$

### **Выручка от реализации**

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

$$V_t = C_{н} * Q_{н}, \quad (142)$$

где  $C_{н}$  – цена реализации нефти, руб/т;  $Q_{н}$  – соответственно добыча нефти, т.

### Прибыль от реализации (условно)

Балансовая прибыль или прибыль до налогообложения:

$$П_б = V_t - (T_t + N_{ндпи}) \quad (143)$$

### Чистая прибыль (условно)

Чистая прибыль определяется следующей формулой:

$$П_ч = П_б - П_б * 0,20 \quad (144)$$

### Доход государства (условно)

$$Д_г = N_{ндпи} + П_б * 0,20 \quad (145)$$

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 7:

Таблица 7

### 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.	–
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 8 и 9 соответственно (вариант 1,2).

Таблица 8

**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 9

**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 17 рассмотрен пример расчета экономического раздела КП.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение 1

**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»**

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ  
ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

**на тему**

«.....»

Выполнил(а) студент(ка):

\_\_\_\_\_  
*ФИО студента(ки)*  
специальности

\_\_\_\_\_  
*наименование специальности*

группы \_\_\_\_\_  
*наименование группы*

Научный руководитель:

\_\_\_\_\_  
*ФИО, должность, ученое звание*

Итоговая оценка по курсовой работе (проекту) \_\_\_\_\_  
*оценка, подпись руководителя*

**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  
специальность 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева  
Ф.И.О. \_\_\_\_\_

группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП** «.....»

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КП:**

**3. СОДЕРЖАНИЕ:**

**ВВЕДЕНИЕ**

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

(список литературных источников подготавливается во время производственной (технологической) практики и согласуется с руководителем КП)

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

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ Ф.И.О.

Руководитель КП \_\_\_\_\_ Ф.И.О.  
ученая степень, ученое звание

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты раз- работки			
	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 <sup>2</sup>				
Коэффициент песчанистости, доли ед.				
Расчлененность				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>				
Содержание серы в нефти, %				
Содержание парафина в нефти, %				
Давление насыщения нефти газом, МПа				
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т				
Содержание сероводорода, %				
Коэффициент вытеснения, доли ед.				

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

Наименование параметра	Численные значения	
	диапазон значений	принятые значения
1	2	3
Пластовое давление, МПа		
Пластовая температура, °С		
Давление насыщения, МПа		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т		
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>		
Вязкость в условиях пласта, мПа с		
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>		



Состояние реализации проектного фонда скважин

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

Характеристика фонда скважин

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

Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
<b>1.</b>	<b>Цена реализации:</b>	
	на нефть на внутреннем рынке, руб./т	
	на нефть на внешнем рынке, руб./т	
	на попутный газ, руб./тыс.м <sup>3</sup>	
	на природный газ, руб./тыс.м <sup>3</sup>	
	другие показатели, в т.ч. цена продукции нефтегазопереработки, используемые при оценке экономической эффективности проекта	
<b>2.</b>	<b>Налоги и платежи:</b>	
	НДС, %	
	Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т, руб./тыс. м <sup>3</sup> , %	
	На прибыль, %	
<b>3.</b>	<b>Капитальные вложения:</b>	
<b>3.1</b>	<b>Эксплуатационное бурение скважин, млн. руб.:</b>	
	– бурение добывающей скважины вертикальной, наклонно–направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	– бурение нагнетательной скважины вертикальной, наклонно–направленной	
	горизонтальной	
	зарезка бокового ствола	
	– оборудование для нефтедобычи, млн. руб./скв.	
	– оборудование для закачки, млн. руб./скв.	
<b>3.2</b>	<b>Промысловое обустройство:</b>	
	– сбор и транспорт нефти, млн. руб./скв. доб.	
	– комплексная автоматизация, млн. руб./скв.	
	– электроснабжение и связь, млн. руб./скв. доб.	
	– заводнение нефтяных пластов, млн. руб./скв. нагн.	
	– технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т	
	– оборудование и установки для методов увеличения нефтеотдачи пласта, млн. руб./шт.	
	– специальные трубопроводы для закачки рабочего агента в пласт, млн руб./км	
	– очистные сооружения, тыс. руб./м <sup>3</sup> сут. ввод. мощн.	
<b>4.</b>	<b>Эксплуатационные затраты (по статьям калькуляции):</b>	
	Обслуживание добывающих скважин (с общепромысловыми затратами), млн. руб./скв.–год	
	Обслуживание нагнетательных скважин (с общепромысловыми затратами) млн. руб./скв.–год	
	Сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости	
	Ликвидационные затраты, млн. руб.	
<b>5.</b>	<b>Дополнительные данные:</b>	
	Норма амортизации, %	
	Норматив приведения разновременных затрат, %	
	Курс доллара США, руб./\$	
	Другие дополнительные данные, используемые при оценке экономической эффективности проекта	

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

**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»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП: «Влияние гидроразрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах ..... месторождения»**

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КП:**

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

**3. СОДЕРЖАНИЕ:**

**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 ..... месторождения. 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 / Д. О. Бобков // 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. Оценка влияния технологии ГРП на выработку запасов нефти участка залежи / И. В. Владимиров, Н. И. Хисамутдинов, М. С. Антонов, А. В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 64-68.
3. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – Москва: Наука, 2000. – 415 с.
4. Изюмова, А. М. Гидравлический разрыв пласта на промыслах Грозного / А. М. Изюмова. – Грозный: Чеч.-Инг. кн. изд-во, 1959. – 70 с.
5. Исламов, Д. Э. Интенсификация скважин гидроразрывом пласта / Д. Э. Исламов, С. П. Чукланова, И. И. Куш // Сб. трудов каф. РЭГКМ, 2009. – С. 125-130.
6. Каневская, Р. Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта / Р. Д. Каневская. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1998. – 37 с.
7. Каневская, Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи / Р. Д. Каневская, И. Р. Дияшев, Ю. В. Некипелов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 92-98.
8. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
9. Муравьев, В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / В. М. Муравьев. – Москва: Недра, 1973.
10. Паняк, С. Г. Гидроразрыв пласта – эффективный метод доизвлечения запасов нефти и газа / С. Г. Паняк, А. А. Аскеров, Т. Ю. Юсифов // Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 56-59.

11. Оркин, К. Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти: учеб. пособие / 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 // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 3. – С. 33-64. – URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3\\_2014/ogbus\\_3\\_2014\\_p3348\\_FarhutdinovaM\\_Kh\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p3348_FarhutdinovaM_Kh_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. В.Ф. Шматова. – Москва: Недра, 1999.
14. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько; пер. И.И. Вафин; ред. А.Г. Загуренко. – Москва — Ижевск: ИКИ, 2007. – 236 с.
15. Юсифов, Т. Ю. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т. Ю. Юсифов, И. Г.Фаттахов, Р. Г. Маркова // 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. учен. ст. канд. техн. наук / Т. Ю. Юсифов. – Уфа: ИПТЭР, 2014.
17. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2014. – 453 с.
18. Справочник нефтяника / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т; авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. – Уфа: Гау, 2005. – 270 с.
19. Юрчук, А. М. Расчеты в добыче нефти / А. М. Юрчук, А. З. Истомина 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. – Санкт-Петербург: Недра, 2012. – 672 с.

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

актуальность темы КП, 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 КП

\_\_\_\_\_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  
специальность 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева  
Ф.И.О. \_\_\_\_\_  
группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП: «РИР по ограничению водопритока как метод вывода скважин из бездействия на примере .....месторождения»**

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КП:**

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки ..... месторождения, 2018 г.

**3. СОДЕРЖАНИЕ:**

**ВВЕДЕНИЕ**

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

1.1. Геолого-физическая характеристика ..... месторождения; 1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов; 1.3. Физико-химические свойства нефти, газа, воды; 1.4. Осложняющие факторы геологического строения разреза ..... залежи ..... месторождения. Выводы по разделу.

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

2.1. Проблемы, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин. 2.2. Анализ причин обводнения нефтяных скважин. 2.3. Существующие решения в области ограничения водопритока к скважинам. 2.4. Основные предпосылки, обуславливающие необходимость проведения РИР. 2.5. Литературный обзор существующих методов ограничения водогазоприток в нефтяные скважины; 2.6. Анализ технологических характеристик и классификация водоизоляционных материалов. 2.7. Подбор скважин для проведения РИР. 2.8. Обоснование выбора реагентов (оборудования) для изоляции водопритоков. 2.9. Технология ремонтно-изоляционных работ по скважинам кандидатам. 2.10. Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения; 2.10. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении РИР.

Выводы по технологическому разделу.

### **III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

3.1. Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения; 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта; 3.3. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по разделу.

#### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ (подбор выполняется самостоятельно)**

1. 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. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
2. Мищенко, И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – Москва: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
3. Гуторов, Ю. А. Технология повышения нефтеотдачи посредством проведения водоизоляционных работ в призабойной зоне добывных и нагнетательных скважин: практическое пособие / Ю. А. Гуторов, Л. Г. Рахмаев. – РКНТЦ, 2013. – 65 с.
4. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
5. Клещенко, И. И. Изоляционные работы при закачивании и эксплуатации нефтяных скважин / И. И. Клещенко, А. В. Григорьев, А. П. Телков. – Москва: ОАО Недра, 1998. – 267 с.
6. Ремонт нефтяных и газовых скважин: справочник. Ч. 1, 2 / под ред. Ю. А. Нифонтова, И. И. Клещенко. – Санкт - Петербург, 2005. – 1460 с.
7. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконт. – Краснодар, 2002. – 274 с.
8. Сборник инструкций и регламентов по изоляции водогазопроявлений скважин ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2002. – 196 с.
9. Серенко, И. А. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин / И. А. Серенко, Н. А. Сидоров, А. Т. Кошелев. – Москва: Недра, 1988. – 263 с.
10. Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. – Москва: Гостоптехиздат, 1948. – 298 с.
11. Кагарманов, И. И. Ремонт нефтяных и газовых скважин / И. И. Кагарманов, А. Ю. Дмитриев. – Томск: ТПУ, 2007. – 323 с.

12. Булатов, А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В.С. Данюшевский. – Москва: Недра, 1987. – 280 с.
13. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2019. – 453, [2] с.
14. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / В.И. Щуров. – Москва: Альянс, 2005. – 509 с.
15. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 799 с.
16. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: учеб. пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 353 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; причины обводнения нефтных скважин; скважины кандидаты и их характеристики; схемы РИР при закачке тампонирующего состава в колонну; изоляция заколонного перетока воды в скважине; проведение ремонтно-изоляционных работ по технологии; характеристики реагентов (оборудования) для изоляции водопритокков; показатели технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения; экономические показатели РИР.

Задание принял к исполнению студент

\_\_\_\_\_Ф.И.О.

Руководитель КП

\_\_\_\_\_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  
специальность 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП: «Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на ..... месторождении»**

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КП:**

- дополнение к технологической схеме разработки ..... нефтяного месторождения;
- заключение по результатам ГИРС скважины.....месторождения.

**3. СОДЕРЖАНИЕ:**

**ВВЕДЕНИЕ**

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения. 1.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов. 1.3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды .....месторождения. 1.4. Осложняющие факторы геологического строения месторождения. Выводы по разделу.

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

2.1. Основные геолого-физические особенности разработки...месторождения. 2.2. Анализ работы нагнетательных скважин и системы заводнения. 2.3. Причины низкой продуктивности и преждевременного обводнения добывающих скважин. 2.3. Причины низкого охвата пластов разработкой по результатам анализа профилей приемистости. 2.4. Выбор участка воздействия для закачки жидкостей гелеобразующей композиции. 2.5. Опыт применения гелеобразующих композиций для выравнивания водопритоков и регулирования коэффициента приемистости на различных нефтепромысловых объектах. 2.6. Литературный обзор по методам и технологиям выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. 2.7. Обоснование выбора технологии ВПП для применения на опытном участке. 2.8. Обоснование основных параметров закачки технологических жидкостей гелеобразующей композиции.

2.9. Проектирование технологии по закачке гелеобразующих составов на ... объекте .....месторождения 2.10. Обоснование технологической эффективности при реализации ВПП. 2.11. Техника безопасности при проведении проектируемых работ. Выводы по разделу.

### **III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

3.1. Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения. 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проектируемой технологии ВПП. 3.3. Расчет экономических показателей проекта. 3.4. Выводы по разделу.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – Москва: Наука, 2000. – 413 с.
2. Ливинцев, П. Н. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / П. Н. Ливинцев. – Ставрополь: Северокавказский федеральный университет, 2014.
3. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
4. Сизов, В. Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами / В. Ф. Сизов. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014.
5. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2019. – 453, [2] с.
6. Назарова, Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: учеб. пособие для вузов. – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с.
7. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза: РД 39-1147035-254-88р / Минтопэнерго; ВНИИ. – Москва, 1988. – 236 с.
8. Швецов, И. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / И. А. Швецов, В. Н. Маньрин. – Самара: российское Представительство Акционерной Компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 350 с.
9. Технология ВПП нагнетательных скважин с применением силикатных гелей защищена патентами РФ: № 1774689, № 2076203. Составлен технологический регламент РД 153-39Н-020-97 на ее применение.

10. Рогова Т. С. Влияние различных добавок на физико-химические свойства силикатного геля / Т. С. Рогова, А. В. Старковский // Труды ВНИИ нефть. Вып. 116. – Москва, 1993. – С. 49-58.
11. Горбунов, А. Т. Инструкция по применению силикатно-полимерных гелей (СПГ) для изоляции высокопроницаемых зон пласта в нагнетательных и добывающих скважинах / А. Т. Горбунов, А. В. Старковский, Т. С. Рогова, А. М. Петраков // РД 153-39Н-020-97. – 13 с.
12. Старковский, А. В. Эффективность применения силикатного геля для повышения нефтеотдачи пластов / А. В. Старковский, Т. С. Рогова // Нефтяное хозяйство.– 2004. – № 4. – С. 42-44.
13. Старковский, А. В. Гелеобразующие составы на основе силиката натрия и их применение для повышения нефтеотдачи пластов / А. В. Старковский, Т. С. Рогова // Труды ВНИИнефть. – 2004. – Вып. 130. – С. 94-103.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; анализ фонда скважин; карта текущих и накопленных отборов (... объекта ..... месторождения); карта изобар; карта остаточных запасов (..... объекта ..... месторождения); динамика распределения годовой закачки по пластам ..... объекта; графическое изображение профиля приемистости нагнетательных скважин; основные параметры закачки технологических жидкостей; технология реализации закачки; прогнозные результаты применения композиции; экономические показатели.

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_Ф.И.О.

Руководитель КП \_\_\_\_\_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  
специальность 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева  
Ф.И.О. \_\_\_\_\_  
группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП: «Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации на примере.....нефтяного месторождения»**

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КП:**

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

**3. СОДЕРЖАНИЕ КП:**

**ВВЕДЕНИЕ**

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

1.1. Геолого-физическая характеристика..... месторождения. 1.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов. 1.3. Физико-химические свойства нефти, газа, воды. 1.4. Осложняющие факторы геологического строения разреза на ..... месторождении. Выводы по разделу.

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

2.1. Анализ текущего состояния разработки месторождения. 2.1.1. Показатели разработки по месторождению. 2.1.2. Показатели разработки по горизонту .....2.1.3. Показатели разработки по горизонту.....2.1.4. Энергетическое состояние залежей. 2.2. Результаты внедрения оборудования ОРЗ (ОРЭ) на месторождениях Удмуртии. 2.2. Проблемы эксплуатации многопластовых месторождений. 2.2. Физические основы выработки запасов из многопластового месторождения. 2.3. Виды технологий для одновременно-раздельной закачки (добычи) и их классификации. 2.5. Развитие технологий ОРЗ на многопластовых нефтяных месторождениях. 2.6. Критерии применимости технологии одновременно-раздельной закачки (добычи). 2.7. Критерии выбора скважин

для применения технологии ОРЗ (ОРЭ). 2.8. Проектирование скважинных установок для ОРЗ (ОРЭ). 2.9. Технологическая эффективность применения одновременно-раздельной закачки (добычи) на ..... месторождении. 2.10. Техника безопасности при проведении проектируемых работ. Выводы по разделу.

### **III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

3.1. Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения. 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта. 3.3. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по разделу.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Барышников, А. В. Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки воды: на примере южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / А. В. Барышников – Санкт-Петербург, 2011. – 219 с.
2. Билалова, Г. А. Применение новых технологий в добыче нефти / Г. М. Билалова. – Волгоград : Ин-Фолио, 2009. – С. 36-59.
3. Быков, Н. Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1975. – 145с.
4. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения / Г. Г. Вахитов, В. П. Максимов, Р. Т. Булгаков [и др.]. – Москва: Недра, 1982. – 229 с.
5. Дияшев, Р. Н. Совместная разработка нефтяных пластов / Р. Н. Дияшев. – Москва: Недра, 1984. – 208 с.
6. Особенности разработки многопластовых объектов / Р. Н. Дияшев, А. М. Шавалиев, В. Т. Владимиров [и др.] // Обзорная информация. Серия «Нефтепромысловое дело». – Москва: ВНИИОЭНГ, 1987. – Вып.11. – С. 64.
7. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, М. Н. Баганов [и др.]. – Москва: ВИНТИ, 2004. – 520 с.
8. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Э. С. Закиров, А. А. Огнев [и др.]. – Москва: «Грааль», 2000. – 643 с.
9. Инструкция по применению технологии одновременно-раздельной закачки воды и подбору скважин для ОРЗ в системе ОАО «Татнефть» Бугульма // ТатнефтьНИПИнефть, 2008. – 91с.

10. Максutow, Р. А. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений / Р. А. Максutow, Б. Е. Доброскок, Ю. В. Зайцев. – Москва: Недра, 1974. – 231 с.
11. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
12. Мищенко, И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – Москва: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
13. Мусин, М. М. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.
14. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинов. – Москва: Альянс, 2019. – 453, [2] с.
15. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / В. И. Щуров. – Москва: Альянс, 2005. – 509 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; геолого-физические характеристики объектов разработки, показатели разработки объектов; карты остаточных запасов, карта текущих отборов, схема компоновки для ОРЗ; таблица сравнения технических показателей проектируемого варианта с утвержденным; таблица сравнения экономических показателей.

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_Ф.И.О.

Руководитель КП \_\_\_\_\_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  
специальность 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гущериева

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП: «Доразработка остаточных запасов нефти высокообводнен-  
ных участков .....месторождения с неоднородными коллекторами»**

**2.ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ КП:**

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

**3. СОДЕРЖАНИЕ:**

**ВВЕДЕНИЕ**

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

1.1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов..... месторож-  
дения. 1.2. Свойства и состав пластовых флюидов. 1.3. Осложняющие факторы  
геологического строения разреза на ..... месторождении. Выводы  
по разделу.

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

2.1. Краткая характеристика исследуемого объекта разработки ..... место-  
рождения. 2.2. Анализ работы фонда скважин.....объекта  
.....месторождения; 2.3. Причины обводнения добывающих скважин;  
2.4. Оценка рационального числа скважин, подлежащих восстановлению  
забуриванием БС 2.5. Опыт применения боковых стволов на нефтяных место-  
рождениях. 2.6. Обоснование выбора скважин–кандидатов на забуривание  
боковых стволов; 2.7. Выбор оптимального направления и длины горизонталь-  
ного участка для забуривания боковых стволов. 2.8. Оценка продуктивности  
скважин с боковым горизонтальным стволом. 2.9. Расчет варианта разработки  
месторождения с забуриванием боковых стволов. Оценка технологического  
эффекта по сравнению с базовым (без забуривания боковых стволов)

вариантом. 2.10. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ. Вывод по технологическому разделу.

### **III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

3.1. Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения. 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта. 3.3. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по разделу.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для / Ю. П. Желтов. – Москва: Недра, 1998. – 364 с.
2. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – Москва: Наука, 2000. – 413 с.
3. Кудинов, В. И. Строительство горизонтальных скважин / В. И. Кудинов, В. А. Савельев, Богомольный Е. И. – Москва: Нефтяное хозяйство, 2007. – 688 с.
4. Лысенко, В. Д. Разработка нефтяных месторождений: Проектирование и анализ / В. Д. Лысенко. – Москва: Недра, 2003. – 638 с.
5. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М. М. Глоговский, М.Ф. Мирчинк [и др.]. – Москва; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 416с.
6. Сизов, В. Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами / В. Ф. Сизов. – Ставрополь: СевероКавказский федеральный университет, 2014.
7. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
8. Мусин, М. М. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.
9. Сучков, Б. М. Горизонтальные скважины / Б. М. Сучков. – Москва; Ижевск: РХД, 2006. – 423 с.
10. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудина. – Москва: Альянс, 2014. – 453 с.
11. Юрчук, А. М. Расчеты в добыче нефти / А. М. Юрчук, А. З. Истомина. – Москва: Недра, 2000. – 270 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; анализ работы фонда скважин.....объекта .....месторождения; причины обводнения добывающих скважин; характеристики скважин–кандидатов на забуривание боковых стволов; таблица сравнения технических показателей проектируемого варианта с утвержденным; оценка экономического эффекта от применения боковых стволов.

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ Ф.И.О.

Руководитель КП \_\_\_\_\_ 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  
специальность 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева  
Ф.И.О. \_\_\_\_\_  
группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП: «Повышение эффективности соляно-кислотных обработок скважин .....месторождения»**

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КП:**

- геолого-промысловая информация;
- нормативная и производственная документация;
- технологическая схема разработки .....месторождения.

**3. СОДЕРЖАНИЕ:**

**ВВЕДЕНИЕ**

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения; 1.2. Физико-химические свойства нефти, газа, воды; 1.3. Осложняющие факторы геологических условий данного месторождения на существующей стадии разработки. Выводы по геологическому разрезу.

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

2.1. Основные причины, снижающие продуктивность скважин. 2.2. Перспективы применения методов интенсификации на ..... месторождении; 2.3. Опыт проведения соляно-кислотных обработок в различных геолого-промысловых условиях и их эффективность. 2.4. Анализ применённых геолого-технологических мероприятий для интенсификации добычи нефти на ..... объекте.....месторождения. 2.5. Литературный обзор по применению соляно-кислотных обработок. 2.6. Подбор скважин для обработки призабойной зоны. 2.7. Причины низкой успешности методов воздействия. 2.8. Обоснование выбора технологии воздействия на ПЗП. 2.9. Повышение эффективности соляно-кислотных обработок скважин. 2.10. Обоснование дизайна СКО. 2.11. Прогнозирование технологической эффективности применения соляно-кислотной

обработки. 2.12. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении СКО. Вывод по технологическому разделу.

### **III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

3.1. Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения; 3.2. Исходные данные для расчета. 3.3. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по экономическому разделу.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – Москва: Наука, 2000. – 413 с.
2. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
3. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк [и др.]. – Москва; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 416 с.
4. Сизов, В. Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами / В. Ф. Сизов. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014.
5. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2019. – 453, [2] с.
6. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс: [учеб. пособие для вузов] / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 799 с.
7. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: учеб. пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 353 с.
8. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва: Недра, 2007. – 591 с.
9. Ковалев, Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование / Н. И. Ковалев. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 336 с.
10. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
11. Мусин, М. М. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев., Р. С. Хисамов. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.

12. Сучков, Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б. М. Сучков. – Москва; Ижевск: РХД, 2005. – 686 с.
13. Сучков, Б. М. Интенсификация работы скважин / Б. М. Сучков. – Москва: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: РХД, 2007. – 611 с.
14. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2014. – 453 с.
15. Справочник нефтяника / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т; авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. – Уфа: Гау, 2005. – 270 с.
16. Юрчук, А. М. Расчеты в добыче нефти / А. М. Юрчук, А. З. Истомина. – Москва: Недра, 2000. – 270 с.
1. 17. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, С. Е. Здольник, М. М. Нагуманов [и др.]; под ред. К.Р. Уразакова. – Санкт-Петербург: Недра, 2012. – 672 с.
17. Чижев, А. П. Интенсификация притока из карбонатных коллекторов для условий Волго-Урала / Чижев А. П., Андреев В.Е., Чибисов А. В., Иванов Д. В., Андреев А. Е. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – Вып. 3 (105). – С. 35-42.
18. Глушченко, В. Н. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В. Н. Глушченко, О. А. Пташко, Р. Я. Харисов, А. В. Денисова. – Уфа: Гилем, 2010. – 392 с.
19. Совершенствование соляно-кислотного воздействия на карбонатные коллекторы и прогнозирование его результатов / Ю. А. Котенев, А. П. Чижев, К. М. Федоров [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – Вып. 2 (76). – С. 5-11.
20. Хисамутдинов, Н. И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров, Т. Г. Казакова. – Санкт-Петербург.: Недра, 2007. – 232 с.
21. Освоение ресурсов, трудно извлекаемых и высоковязких нефтей: сб. докл. 4-й междунар. конф. (Анапа, 2004) / под ред. Д.Г. Антониади. – Краснодар: Эдви, 2004. – 600 с.
22. Галеев, Р. Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья / Р. Г. Галеев. – Москва: КУБК-а, 1997. – 352 с.
23. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М. Л. Сургучев [и др.]. – Москва: Недра, 1987. – 230 с.
24. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / Р. М. Тухтеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68-70.

25. Технология кислотного гидравлического разрыва карбонатных пластов : РД 0147785-086-93 // Сборник инструкций, регламентов по ОПЗ пластов. ТатНИПИнефть. Бугульма: ОАО Татнефть, 2004. – С. 194-204.
26. Нугайбеков, А. Г. Геотехнологические особенности нефтеизвлечения в карбонатных коллекторах / А. Г. Нугайбеков. – Москва: ИАГН, 1999. – 167 с.
27. Гуторов, А. Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно- кислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения / А. Ю. Гуторов, Ю. А. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2006. – № 10. – С. 18-21.
28. Гуторов, А. Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / А. Ю. Гуторов. – Уфа: ГУП РБ ОГТ, 2012. – 196 с.

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

актуальность темы, цель и задачи; геолого-физическая характеристика объекта разработки; причины, снижающие продуктивность скважин; характеристики скважин для обработки призабойной зоны; карта текущих отборов; причины низкой успешности методов воздействия; дизайн СКО; результаты технологических расчетов; экономические показатели применения СКО.

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_Ф.И.О.

Руководитель КП \_\_\_\_\_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  
специальность 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**ЗАДАНИЕ**

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

группа: \_\_\_\_\_

**1. ТЕМА КП: «Повышение эффективности кислотных обработок высоко-  
обводненных скважин в трещиновато-поровых карбонатных коллекто-  
рах.....месторождения»**

**2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КП:**

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

**3. СОДЕРЖАНИЕ КП:**

**ВВЕДЕНИЕ**

**I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

1.1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов..... месторождения. 1.2. Свойства и состав пластовых флюидов. 1.3. Осложняющие факторы геологического строения разреза на ..... месторождении. Выводы по разделу.

**II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

2.1. Краткая характеристика исследуемого объекта разработки ..... месторождения. 2.2. Причины низкой продуктивности и преждевременного обводнения добывающих скважин. 2.3. Анализ применённых методов ОПЗ для интенсификации добычи нефти на ..... объекте.....месторождения. 2.4. Опыт применения различных видов соляно-кислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Удмуртии. 2.5. Литературный обзор по применению соляно-кислотных обработок высоко-обводненных скважин. 2.6. Подбор скважин для обработки призабойной зоны. 2.7. Гипано-кислотная обработка высокообводненных скважин. 2.10. Обоснование дизайна ГКО. 2.11. Прогнозирование технологической эффективности

применения гипсано-кислотной обработки. 2.12. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении ГКО. Вывод по технологическому разделу.

### **III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

3.1. Краткое изложение эффективности проектируемого технологического решения; 3.2. Исходные данные для расчета. 3.3. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по экономическому разделу.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – Москва: Наука, 2000. – 413 с.
2. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
3. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк [и др.]. – Москва; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 416 с.
4. Сизов, В. Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами / В. Ф. Сизов. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014.
5. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2019. – 453, [2] с.
6. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 799 с.
7. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: учеб. пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 353 с.
8. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва: Недра, 2007. – 591 с.
9. Ковалев, Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование / Н. И. Ковалев – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 336 с.
10. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
11. Мусин М. М. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / М. М. Мусин, А. А. Липаев, Р. С. Хисамов. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.

12. Сучков, Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б. М. Сучков – Москва; Ижевск: РХД, 2005. – 686 с.
13. Сучков, Б. М. Интенсификация работы скважин / Б. М. Сучков. – Москва: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: РХД, 2007. – 611 с.
14. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Альянс, 2014. – 453 с.
15. Справочник нефтяника / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т; авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. – Уфа: Тау, 2005. – 270 с.
16. Юрчук, А. М. Расчеты в добыче нефти / А. М. Юрчук, А.З. Истомина. – Москва: Недра, 2000. – 270 с.
17. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, С. Е. Здольник, М. М. Нагуманов [и др.]; под ред. К. Р. Уразакова. – Санкт-Петербург: Недра, 2012. – 672 с.
18. Интенсификация притока из карбонатных коллекторов для условий Волго-Урала / А. П. Чижев, В. Е. Андреев, А. В. Чибисов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – Вып. 3 (105). – С. 35-42.
19. Глущенко, В. Н. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В. Н. Глущенко, О. А. Пташко, Р. Я. Харисов, А. В. Денисова. – Уфа: Гилем, 2010. – 392 с.
20. Совершенствование соляно-кислотного воздействия на карбонатные коллекторы и прогнозирование его результатов / Ю. А. Котенев, А. П. Чижев, К. М. Федоров [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – Вып. 2 (76). – С. 5-11.
21. Хисамутдинов, Н. И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки / Н. И. Хисамутдинов, И. В. Владимиров, Т. Г. Казакова. – Санкт-Петербург: Недра, 2007. – 232 с.
22. Освоение ресурсов, трудно извлекаемых и высоковязких нефтей: сб. докл. 4-й междунар. конф. (Анапа, 2004). / под ред. Д.Г. Антониади. – Краснодар: Эдви, 2004. – 600 с.
23. Галеев, Р. Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья / Р. Г. Галеев. – Москва: КУБК-а, 1997. – 352 с.
24. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев [и др.]. – Москва: Недра, 1987. – 230 с.
25. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / Р. М. Тухтеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68-70.

26. Технология кислотного гидравлического разрыва карбонатных пластов : РД 0147785-086-93 // Сборник инструкций, регламентов по ОПЗ пластов. ТатНИПИнефть. Бугульма: ОАО Татнефть, 2004. – С. 194-204.
27. Нугайбеков, А. Г. Геотехнологические особенности нефтеизвлечения в карбонатных коллекторах / А. Г. Нугайбеков. – Москва: ИАГН, 1999. – 167 с.
28. Гуторов, А. Ю. Современные тенденции в развитии различных видов технологий соляно - кислотных обработок и пути их оптимизации с целью повышения эффективности применения / А. Ю. Гуторов, Ю. А. Гуторов // Нефтепромысловое дело. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2006. – № 10. – С. 18-21.
29. Гуторов, А. Ю. Возможности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / А. Ю. Гуторов. – Уфа: ГУП РБ ОГТ, 2012. – 196 с.
30. Галеев, Р. Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья / Р. Г. Галеев. – Москва: КУБК-а, 1997. – 352 с.

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

актуальность темы, цель и задачи; геолого-физическая характеристика объекта разработки; причины, снижающие продуктивность скважин; характеристики скважин для обработки призабойной зоны; карта текущих отборов; причины низкой успешности методов воздействия; дизайн СКО; результаты технологических расчетов; экономические показатели применения СКО.

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ Ф.И.О.

Руководитель КП \_\_\_\_\_ Ф.И.О.  
ученая степень, ученое звание

## ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛА

### Вариант 1. Расчет без обоснования капитальных вложений

Тема дипломного проекта: «Методы борьбы с осложнениями при добычах 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.

## 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
– подготовка нефти	руб./т	150
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  $P_{\text{сбт}}$  – норматив затрат по сбору и транспорту жидкости, руб./т;  $Q_{\text{ж}}$  – дополнительная добыча жидкости, т.

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

3. Технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости:

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

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

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

Итого эксплуатационных затрат:

$$T_t = T_{\text{изв}} + T_{\text{сбт}} + T_{\text{тп}} + T_{\text{ГТМ}}, \quad (4)$$

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

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:

$$N_{ндпи} = Q_n \cdot C_{ндпи}; \quad (6)$$

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

6. Балансовая прибыль или прибыль до налогообложения (условно)

$$P_t = V_t - (T_t + N_{ндпи}), \quad (7)$$

где  $V_t$  – выручка от реализации продукции;  $T_t$  – эксплуатационные затраты;  $N_{ндпи}$  – налог на добычу полезных ископаемых.

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

7. Чистая прибыль за вычетом налога на прибыль.

$$P_q = P_t - P_t \cdot 0,20, \quad (8)$$

где  $P_t$  – балансовая прибыль; 0,20 – налог на прибыль.

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

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 позволят судить об экономической эффективности проекта, что наряду с его технологической эффективностью даст 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:

Сергей Юрьевич Борхович, Владимир Ростиславович Драчук,  
Михаил Брониславович Полозов, Светлана Борисовна Колесова,  
Наталья Геннадьевна Трубицына, Яна Александровна Кузьмина

**Методические указания по выполнению курсового проекта  
по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»  
для студентов для студентов, обучающихся по специальности  
21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии,  
специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

*Авторская редакция  
Компьютерная верстка Т.В. Опарина*

Подписано в печать 22.11.2022. Формат 60x84 1/8  
Усл. печ. л. 13,02. Уч. изд. л. 7,75.  
Тираж 11 экз. Заказ № 2010.

Издательский центр «Удмуртский университет»  
426034, Ижевск, ул. Ломоносова, 4Б, каб. 021  
Тел.: + 7 (3412) 916-364, E-mail: editorial@udsu.ru

Типография Издательского центра «Удмуртский университет»  
426034, Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 2.  
Тел. 68-57-1