

**Методические указания
по выполнению курсового проекта
по дисциплине
«СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ»**

для студентов направления подготовки бакалавров

21.03.01 Нефтегазовое дело

направленность «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**Ижевск
2023**

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

«Скважинная добыча нефти»

для студентов направления подготовки бакалавров

21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность

«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»



Ижевск
2023

УДК 622.276.1 (07)
ББК 33.361.я73
М545

Рекомендовано к изданию учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент: д-р. техн. наук, профессор каф. геологии и геофизики нефти и газа
ФГБОУ ВО «Уральский государственный горный университет А.А. Липаев

Составители: Борхович С.Ю., Драчук В.Р., Полозов М.Б.,
Волохин Е.А., Трефилова Т.В., Латыпов Р.Г., Епифанов Ю.Г.

М545 Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Скважинная добыча нефти» для студентов направления подготовки бакалавров 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» : [Электрон. ресурс] / сост. С.Ю. Борхович, В.Р. Драчук, М.Б. Полозов и др. – Ижевск : Удмуртский университет, 2023. – 120 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. Гущериева, будут полезны преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование по образовательной программе 21.03.01 Нефтегазовое дело (Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти).

УДК 622.276.1 (07)
ББК 33. 361.я73

© С.Ю. Борхович, В.Р. Драчук, М.Б. Полозов,
Е.А. Волохин, Т.В. Трефилова, Р.Г. Латыпов,
Ю.Г. Епифанов, сост. 2023

© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	6
2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.....	8
3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ КП	16
3.1. Правила оформления расчетно-пояснительной записки	16
3.2. Оформление иллюстраций (рисунков)	18
3.3. Оформление таблиц	19
3.4. Оформление расчетных формул.....	21
3.5. Оформление ссылок на литературные источники	22
3.6. Оформление списка использованных источников	23
3.7. Оформление приложения.....	24
4. ПОДГОТОВКА ДОКЛАДА И ПРЕЗЕНТАЦИИ.....	25
5. ЭТАПЫ РАБОТЫ НАД КП, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КП.....	27
6. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ КП	29
7. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	32
8. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИН	38
8.1. Выбор оборудования УЭЦН для эксплуатации скважины	39
8.2. Выбор оборудования штанговой скважинной насосной установки (УШГН) и определение параметров работы насоса.....	41
9. РАСЧЁТ РЕМОНТНО - ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	53
10. РАСЧЁТ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ РАСТВОРОМ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ	56
11. РАСЧЁТ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА.....	59
12. МЕТОДИКА РАСЧЁТА НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	63
13. РАСЧЁТ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ ПРИТОКЕ	65

14. МЕТОДИКА ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	66
15. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КП	68
Вариант 1. С расчетом капитальных вложений.....	69
Вариант 2. При отсутствии капитальных вложений.....	70
ПРИЛОЖЕНИЕ	79
Приложение 1	80
Приложение 2.....	81
Приложение 3.....	82
Приложение 5.....	84
Приложение 6.....	85
Приложение 7.....	86
Приложение 8.....	87
Приложение 9.....	90
Приложение 10.....	93
Приложение 11.....	96
Приложение 12.....	99
Приложение 13.....	102
Приложение 14.....	105
Приложение 15.....	108
Приложение 16.....	111
Приложение 17.....	113
Приложение 18.....	116
Приложение 19.....	120

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие методические указания регламентируют требования, структуру и правила оформления курсовых проектов (КП), выполняемых студентами, обучающихся по образовательной программе «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» по направлению подготовки бакалавров 21.03.01 «Нефтегазовое дело» 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.

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:

- систематизация, закрепление и расширение теоретических знаний, практических умений и навыков, полученных по дисциплине: «Скважинная добыча нефти»;
- 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;
- формировать умение использовать справочную и нормативную документацию;
- воспитать творческую самостоятельность, ответственность;
- подготовиться к итоговой государственной аттестации.

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 должна соответствовать основным разделам программы учебной дисциплины «Скважинная добыча нефти» и включает:

- анализ факторов, влияющих на приток нефти и газа в скважины;
- решение задач по оценке продуктивности скважин, выбора способа эксплуатации и требуемого оборудования для его реализации;
- анализ и корректировку режима работы скважинного оборудования, методов борьбы со скважинными осложнениями с целью повышения эффективности работы скважин;
- разработку мероприятий по повышению продуктивности скважин, межремонтного периода работы скважин, средней наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

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

- титульный лист;
- 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. Допускается, в случае важности и актуальности темы курсового проекта, выбрать эту же тему для дипломного проекти-

рования, расширив и углубив материал курсового проекта. Бланк задания на проектирование приведен в **Приложении 2**. Задание на проектирование переплетается после титульного листа, в нумерацию страниц записки не включается. Образец титульного листа курсового проекта приведен в **Приложении 1**.

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 25–30 стр.)

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ (объем 1-2 стр.)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ (не менее 10–15 источников).

Рекомендуемый объем КП бакалавра – 40-50 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.

I. 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. 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 песчаности 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, 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.

Выводы по всем пунктам раздела.

II. 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 5, 6**).

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. 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 студентом 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 курсовой 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, 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.

2.4. Анализ примененных методов интенсификации добычи нефти на данном месторождении (*носит рекомендательный характер*)

2.5. Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин (*носит рекомендательный характер*)

2.6. Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования (*носит рекомендательный характер*)

2.6.1. Анализ добывающего фонда и показателей работы скважин

2.6.2. Выбор рационального способа подъема жидкости, выбор устьевого и внутрискважинного оборудования

2.7. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин (*носит рекомендательный характер*)

2.7.1. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО)

2.7.2. Образование высоковязких эмульсий

2.7.3. Отложения неорганических солей

2.7.4. Механические примеси

2.7.5. Коррозия оборудования

2.8. Рекомендации по технике и технологии глушения скважин с сохранением коллекторских свойств ПЗП (носит рекомендательный характер)

2.9. Требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей (носит рекомендательный характер)

2.10. Обеспечение водоснабжения

2.10.1 Обоснование выбора источника водоснабжения

2.10.2 Расчёт потребности в воде и обеспеченность её запасами подземных вод

2.10.3 Требования к качеству воды

2.11. Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении

В разделе подробно излагается принцип реализации принятого технологического решения.

Краткие выводы.

2.12. 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.

2.13. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ

Выводы по всем пунктам раздела.

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

Экономический раздел состоит из следующих подразделов:

3.1. Обоснование экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения.

3.2. Расчет экономических показателей проекта.

В данном разделе указываются исходные данные для расчета экономической эффективности технологического решения, которые оформляются в сводную таблицу (**Приложение 7**).

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 курсового проекта. «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 курсовом 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.) именуется рисунками. Рисунки нумеруются последовательно в пределах всей записки арабскими цифрами (знак № перед цифрой не ставится). Слово «рисунок» пишется под иллюстрацией сокращенно, например, Рис. 2.

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

Все рисунки должны иметь наименование (заголовок). Наименование рисунка должно быть кратким и соответствовать содержанию. Заголовок пишется над рисунком с прописной буквы. Если рисунок имеет поясняющие данные, то

их оформляют под рисуночным текстом. Номер иллюстрации располагают ниже поясняющей надписи.

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

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

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

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

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

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

3.3. Оформление таблиц

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

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

Каждая таблица должна иметь содержательный заголовок. Заголовок помещают под словом «Таблица». Слово «Таблица» и заголовок пишутся с про-

писной буквы. Заголовок не подчеркивают. Заголовки таблицы должны начинаться с прописных букв и иметь размерность величин. Размерность при числах в строках таблицы не допускается. Числовые значения в одной графе должны иметь одинаковое количество десятичных знаков.

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

Высота строк в таблице должна быть не менее 8 мм. Не следует в таблице 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. Заголовков 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 Δp_{nl} – депрессия на пласт, Па; μ – коэффициент динамической вязкости, Пас; Q – дебит скважины, м³/с; k – коэффициент проницаемости, м²; h – толщина пласта, м; R_K – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м.

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

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

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

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

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

3.5. Оформление ссылок на литературные источники

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

При ссылке в тексте на источник следует приводить его порядковый номер по списку источников, заключенный в квадратные скобки. Например, "В настоящее время наиболее широко применяются автоматизированные сепарационные установки в блочном исполнении [6]".

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

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

3.6. Оформление списка использованных источников

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

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

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

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

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

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. 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.

5. ЭТАПЫ РАБОТЫ НАД КП, КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КП

Подготовка курсового проекта должна осуществляться обучающимся самостоятельно в завершающий период теоретического обучения дисциплины «Скважинная добыча нефти» 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 судит 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 своевременно-

сти 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.

6. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ ДЛЯ КП

Основная тематика курсовых проектов должна быть посвящена обоснованию и выбору технологии техники и оптимизации эксплуатации нефтяных скважин.

Допускается тема предложенная студентом при согласовании её с научным руководителем. Название темы курсового проекта должно быть кратким и отражать суть рассматриваемого вопроса. Перечень рекомендуемых тем для курсового проектирования приведен ниже.

№ п/п	Тема курсовой работы
1	Обоснование и выбор технологий удаления и профилактики образования АСПО в скважинах ... месторождения (пример задания – приложение 8).
2	Повышение эффективности работы скважин проведением РИР по ограничению водопритока на ... месторождении (пример задания – приложение 9).
3	Повышение надежности системы сбора скважинной продукции на месторождении (пример задания – приложение 10).
4	Оптимизация работы низкодебитных скважин на ... месторождении (пример задания – приложение 11).
5	Повышение эффективности работы штанговых насосных установок при добыче высоковязких нефтей на ... месторождении (пример задания – приложение 12).
6	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭЦН на ... месторождении (пример задания – приложение 13).
7	Выбор оптимальных методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с УШГН на нефтяном месторождении (пример задания – приложение 14).
8	Анализ работы насосного оборудования в скважинах после ГРП на ... месторождении (пример задания – приложение 15).
9	Анализ методов воздействия на продуктивный пласт с целью повышения производительности скважин месторождения (пример задания – приложение 16).
10	Анализ применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации на ... месторождении (пример задания – приложение 17).
11	Вывод скважин на режим с помощью частотного преобразователя на месторождении.
12	Освоение добывающих скважин после бурения на месторождении.

13	Анализ и оптимизация работы штанговых насосных установок в высоко-обводненных скважинах на ... месторождении.
14	Анализ причин отказов глубинно-насосного оборудования и рекомендации по увеличению межремонтного периода скважин на ... месторождении.
15	Обоснование и выбор технологий удаления и профилактики образования неорганических отложений в скважинах ... месторождения.
16	Обоснования технологических режимов эксплуатации скважин с горизонтальными окончаниями на ... месторождении.
17	Анализ эффективности методов борьбы с образованием высоковязких водонефтяных эмульсий в скважинах ... месторождения.
18	Анализ и ранжирование влияния физико-химических и промышленных факторов на межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН.
19	Особенности эксплуатации УЭЦН при добыче высоковязких нефтей на примере ... месторождения.
20	Подбор оборудования и выбор режима работы скважины для периодической эксплуатации.
21	Выбор оптимального технологического режима эксплуатации скважин на нефтяном месторождении.
22	Пути увеличения эффективности работы штанговых насосных установок при добыче высоковязкой нефти.
23	Мероприятия по совершенствованию режимов работы скважин с УШГН на ... месторождении.
24	РИР по ограничению притока воды с применением пакерно-якорного оборудования.
25	Обоснование и выбор технологии борьбы с сероводородом при добыче нефти на ... месторождении.
26	Подбор погружных центробежных электронасосов для нефтяной скважины с учётом ее продуктивности на примере ... месторождения.
27	Перспективы эксплуатации скважин, оборудованных установками погружных диафрагменных электронасосов на ... месторождении.
28	Совершенствование технологии добычи нефти с использованием плунжерных насосов в условиях ... месторождения.
29	Проектирование оптимальных режимов работы скважины на объекте ... месторождения.
30	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УСШН (установка скважинного штангового насоса) при повышенных газовых факторах.
31	Оптимизация работы скважин с УШГН на ... месторождении.

32	Применение системной технологии повышения продуктивности скважин на примере ... месторождения.
33	Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью винтовых штанговых насосов.
34	Эффективность эксплуатации УЭЦН и пути повышения межремонтного периода на ... нефтяном месторождении.
35	Анализ эффективности применяемых методов и способов освоения скважин на ... месторождении.
36	Анализ применяемых технологий при борьбе с солеотложениями механизированного фонда скважин на месторождении.
37	Освоение добывающих скважин после подземного ремонта на месторождении.
38	Анализ фонда эксплуатационных скважин, осложненных интенсивным выносом механических примесей в условиях месторождения.
39	Анализ работы скважин, работающих в периодическом режиме на месторождении.
40	Контроль за работой скважин, оборудованных ШСНУ в условиях месторождения.

7. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а) основная литература:

1. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа: учеб. пособие для вузов по спец. 130503 "Разраб. и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" напр. 130500 "Нефтегазовое дело" рек. УМО РФ / Е. Б. Андреев, А. И. Ключников, А. В. Кротов [и др.], РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина; под ред. В. Е. Попадько. – М.: Недра, 2008. – 397с.
2. Андреев, А. Ф. и др. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: учеб. пособие для вузов по направлениям подгот. дипломир. спец. 130500 "Нефтегазовое дело" и 130600 "Оборудование и агрегаты нефтегазового производства" рек. отрасл. УМО / А. Ф. Андреев, В. Д. Зубарева, А. С. Саркисов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М.: Макс Пресс, 2007. – 236 с.
3. Андреев, А. Ф. и др. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность): учеб. для вузов по направлениям 130500 "Нефтегазовое дело" и 130600 "Оборудование и агрегаты нефтегаз. пр-ва" рек. УМО / А. Ф. Андреев, С. Г. Лопатина, М. В. Маккавеев [и др.], Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина; под ред. А. Ф. Андреева. – Москва: Нефть и газ, 2007. – 263 с.
4. Васильев, В. А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений / В.А. Васильев. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015.
5. Грайфер, В.И. и др. Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: учеб. пособие для вузов по направлению подгот. бакалавров и магистров 130500 "Нефтегаз. дело" рек. УМО РФ / В. И. Грайфер, В. А. Галустянц, М. М. Виницкий [и др.], РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М.: Недра, 2008. – 298 с.
6. Глущенко, В.Н., Силин, М.А., Пташко, О.А., Денисова, А.В. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт-скважина-УППН: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 325 с.
7. Дроздов, А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
8. Ерёмин, Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 244 с.

9. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов обуч. по спец. "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" рек. МО РФ / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1998. – 364 с.
10. Желтов, Ю.В., Кудинов, В.И., Малофеев, Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах (монография) / 2 -е изд., доп. – М.–Ижевск: институт компьютерных исследований, НИЦ "РХД", 2011 – 328 с.
11. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Т. 1. Скважина – промысловый сбор – ППД. / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, Л.И. Иванов; под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 413 с.
12. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 413 с.
13. Кудинов, В.И., Савельев, В.А., Богомольный, Е.И., Шайхутдинов, Р.Т., Тимеркаев, М.М., Голубев, Г.Р. Строительство горизонтальных скважин. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688с.
14. Ливинцев, П. Н. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие (курс лекций). – Ставрополь: Северокавказский федеральный университет, 2014.
15. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учеб. для вузов по спец. "Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений" 2-е изд. рек. МО СССР / Г.С. Лутошкин. - Изд. 3-е, стер., перепечатка со 2-го изд. 1979 г. – М.: Альянс, 2005. – 318 с.
16. Лобусев, А.В. и др. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: учеб. пособие для вузов по магистер. программе "Моделирование и разраб. нефтяных и газовых месторождений" направления 130500 "Нефтегазовое дело" рек. УМО РФ / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Л. Н. Назарова, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М.: Недра, 2008. – 124 с.
17. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождений: Проектирование и анализ. – М.: Недра, 2003. – 638 с.
18. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов по спец. "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подгот. спец. "Нефтегазовое дело" рек. МО РФ / И. Т. Мищенко. – 2-е изд., испр. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.

19. Мищенко, И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
20. Мохов, М.А., Сахаров, В.А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 188 с.
21. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М.М. Глоговский, М.Ф. Мирчинк [и др.]. – Репринт. – М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 416 с.
22. Сизов, В.Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами / В. Ф. Сизов. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014.
23. Сизов, В.Ф. Эксплуатация нефтяных скважин: учебное пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2014. – Книга находится в Премиум-версии ЭБС IPRbooks. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/63159.html>. – Рус яз.
24. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – 2-е изд., стер., перепеч. с изд. 1979 г. – Москва: Альянс, 2019. – 453, [2] с.
25. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов по спец. "Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений" рек. МО СССР / В.И. Щуров. – Изд. 2-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. – М.: Альянс, 2005. – 509, [1] с.
26. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс: [учеб. пособие для вузов] / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 799 с.
27. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: учеб. пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 353 с.
28. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: учеб. для вузов по спец. 130602 "Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов" направления 130600 "Оборудование и агрегаты нефтегазового производства" / И. Ю. Быков, В. Н. Ивановский, Н. Д. Цхадая [и др.]. – Москва: ЦентЛитНефтеГаз, 2012. – 366, [5] с.

б) дополнительная литература

1. Борхович, С. Ю. Методика расчёта глубины подвески электродиафрагменного насоса установки УЭДН 5: учеб. пособие / С. Ю. Борхович, В. Г. Евстифеев, А. Я. Волков, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гуцериева. – Ижевск: [Удмуртский университет], 2013. – 51 с.: ил.; 60x84/8. – Библиогр.: с. 51.
2. Бурдынь, Т.А., Горбунов, А.Т., Лютин, Л.В. и др. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении – М.: Недра, 1983. – 191 с.
3. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов по спец. 130500 "Нефтегазовое дело" и спец. 130202 "Геофиз. методы исследований скважин" рек. УМО РФ по нефтегазовому образованию / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М.: Недра, 2007. – 591 с.
4. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. / 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. -365 с.
5. Исследование физико-химических процессов при заводнении продуктивных пластов и добыче нефти / А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов, М.Н. Персиянцев [и др.]. – Оренбург: Оренбург. кн. изд-во, 2000. – 299 с.
6. Ковалев, Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование - Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. - 336 с.
7. Лутошкин, Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов по спец. "Технология и комплексная механизация разработки нефт. и газ. месторождений" рек. МО СССР / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. – 3-е изд., стер., Перепечатка с 1985 изд. – М.: Альянс, 2007. – 132, [1] с.
8. Лобусев, А. В. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: учеб. пособие для вузов по магист. прогр. "Моделирование разработки нефтяных месторождений" направления подгот. магистров 130500 "Нефтегазовое дело" / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Л. Н. Назарова. - Москва: Недра, 2020. - 124 с.
9. Мирзаджанзаде, А. Х. Введение в специальность: учеб. пособие для вузов нефтегазового профиля / А. Х. Мирзаджанзаде; науч. ред. Ф. К. Кочарли. – М.: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: РХД, 2010. – 280 с.

10. Мирзаджанзаде, А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи: Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – М.–Ижевск : Ин-т компьютер.исслед., 2004. – 367 с.
11. Мирзаджанзаде, А. Х. Парадоксы нефтяной физики / А. Х. Мирзаджанзаде, В. А. Байков. – М.: РХД, 2004. – 222 с.
12. Мирзаджанзаде, А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2005. – 267, [3] с.
13. Мищенко, И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
14. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов рек. МО РФ / РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
15. Муслимов, Р. Х. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана / Р. Х. Муслимов, М. М. Мусин, К. М. Мусин. – Казань: Новое Знание, 2000. – 225 с.
16. Муфазалов, Р.Ш. и др. Гидромеханика процесса скважинной добычи нефти при установившихся режимах движения жидкости = Hydromechanics of oil production processes at steady and unsteady regimes of fluid movement: учебник для вузов по спец.0906 рек. МО РФ / Р. Ш. Муфазалов, Р. Х. Муслимов, И. Б. Бурцев. – М.: Изд-во Моск. гос. горного ун-та, 1996. – 288 с.
17. Мусин, М. М., Липаев, А. А., Хисамов, Р. С. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / ГБОУ ВО "Альметьевский государственный нефтяной институт". – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.
18. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон [и др.]. – М.: Недра, 1984. – 271 с.
19. Сучков, Б. М. Горизонтальные скважины. – М.; Ижевск: РХД, 2006. – 423 с.
20. Сучков, Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва; Ижевск: РХД, 2005. – 686 с.
21. Сучков, Б. М. Интенсификация работы скважин. – М.: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: РХД, 2007. – 611 с.
22. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Изд. 3-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. – Москва: Альянс, 2014. – 453 с.

23. Справочник нефтяника / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т; авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. – 2-е изд., доп. и перераб. – Уфа: Гау, 2005. – 270 с.
24. Юрчук, А.М., Истомина, А.З. Расчеты в добыче нефти / 2-е изд., стер., Перепечатка с изд. 1979 г. – Москва: Недра, 2000. – 270 с.
25. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов и др.; под ред. К.Р. Уразакова. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672 с.
26. Захаров, Б.С. Драчук, В.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин штанговыми насосами. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных технологий 2021. – 167 с.
27. Кудинов, В.И., Сучков, Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара: Самарское книжное издательство, 1996. – 412 с.
28. Насыров, А.М., Борхович, С.Ю., Барданова, О.Н. Технологические основы освоения и глушения скважин. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2020. – 232 с.
29. Оркин, К. Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти / К. Г. Оркин, А. М. Юрчук. – М.: Недра, 1967. – 380 с.

в) периодические издания

1. Журнал «Нефть. Газ. Новации»
2. Журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений»
3. Журнал «Бурение и нефть»
4. Журнал «Территория Нефтегаз»

8. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИН

Для выбора способа эксплуатации и оборудования скважины используются следующие исходные данные (табл. 1).

Таблица 1

№№ п/п	Наименование параметров	Единицы измерения	Символическое обозначение	Значение параметра
1.	Глубина скважины	м	L	
2.	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	мм	D	
3.	Текущее пластовое давление	МПа	$P_{плт}$	
4.	Давление насыщения нефти газом	МПа	$P_{нас}$	
5.	Газовый фактор	м ³ /т	Г	
6.	Давление на устье скважины	МПа	P_y	
7.	Диаметр подъемника (НКТ)	м	d	
8.	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	$\rho_{нп}$	
9.	Плотность дегазированной нефти в нормальных условиях	кг/м ³	$\rho_{нд}$	
10	Вязкости нефти в пластовых условиях	мПа·с	$\mu_{нп}$	
11	Вязкости дегазированной нефти	мПа·с	$\mu_{нд}$	
12.	Давление в затрубном пространстве	МПа	$P_{зат}$	
13.	Объемная обводненность нефти	доли ед.	$n_{в}$	
14.	Плотность пластовой воды при стандартных условиях	кг/м ³	$\rho_{нд}$	
15.	Плотность попутного газа при стандартных условиях	кг/м ³	$P_{г}$	
16.	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	b_n	
17.	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут.МПа	$K_{прод}$	

8.1. Выбор оборудования УЭЦН для эксплуатации скважины

1. Дебит скважины определяют по уравнению притока по формуле:

$$Q = K_{np} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1)$$

где K_{np} – коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/\text{сут МПа}$; $P_{пл}$, $P_{заб}$ – соответственно пластовое и забойное давления, МПа.

2. Оценка оптимального давления (P_{opt}) на приеме насоса в зависимости от обводненности.

Промысловыми исследованиями работы УЭЦН установлено, что при отношении вязкости дегазированной нефти к вязкости пластовой нефти ($\mu_{нд}/\mu_{нп}$) меньше 3, оценка оптимального давления на приеме насоса может быть выполнена по следующим формулам: (стр. 710 Мищенко И. Т. «Скважинная добыча нефти» [14]).

при $n_g < 0,6$

$$P_{opt} = (\mu_{нд}/\mu_{нп}) P_{нас} (0,325 - 0,316 n_g) \quad (2)$$

при $n_g > 0,6$

$$P_{opt} = (\mu_{нд}/\mu_{нп}) P_{нас} (0,697 n_g - 4,5 n_g^2 - 2,43) \quad (3)$$

где n_g – объемная обводненность продукции, д. ед; $P_{нас}$ – давление насыщения, МПа.

3. Глубину спуска насоса определяют из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

$$L_H = H - \frac{(P_{заб} - P_{opt}) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g}, \text{ м} \quad (4)$$

где $\rho_{см}$ – плотность смеси, определяется:

$$\rho_{см} = \rho_g n_g + \rho_n (1 - n_g), \text{ кг/м}^3$$

4. Выбор диаметр труб по графику (стр. 138 А.М. Юрчук «Расчеты в добыче нефти»), в зависимости от их пропускной способности и КПД.

5. Потребный напор:

$$H_c = L_n - \frac{P_y \cdot}{\rho_{см} \cdot g} + h_{тр} - h_2, \quad (5)$$

где $h_{тр}$ – потери напора на трение при движении жидкости в НКТ, определяемые по формулам трубной гидравлики. Приближенно можно принять $h_{тр} = 20 \dots 40 \text{ м}$.

6. Группу насоса (диаметр) в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны определяют, руководствуясь следующими соотношениями:

Диаметр колонны 140 мм – группа насоса 5, диаметр насоса 92 мм.

Диаметр колонны 146 мм – группа насоса 5А, диаметр насоса 103 мм.

Диаметр колонны 168 мм – группа насоса 6, диаметр насоса 123 мм.

7. Для подбора оборудования, используют справочную литературу и таблицы комплектации оборудования. Выпишем типоразмеры оборудования в табл. 2, согласно комплектности поставки: двигатель, гидрозащита, станция управления, трансформатор, кабель и др.

Таблица 2

Типоразмер насоса	Двигатель	Кабель плоский	Гидрозащита	Трансформатор	Станция управления

8. Проверим соответствие мощности двигателя условиям откачки, для чего определяют необходимую мощность и сравнивают с мощностью выбранного двигателя $N_{\text{дв}} \geq N$.

$$N = \frac{Q \cdot H_c \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot 10^{-3}}{86400 \cdot \eta_n}, \text{ кВт} \quad (7)$$

где η_n – КПД насоса, определяется по рабочей характеристике насоса при заданном дебите Q .

9. Определить необходимую длину кабеля:

$$L_k = L_n + l, \text{ м} \quad (8)$$

где l – расстояние до станции управления ≈ 100 м

10. Проверим возможность спуска агрегата в скважину. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор между агрегатом и эксплуатационной колонной принимают равным 5...10 мм.

11. Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$D_{\text{max}} = \frac{D_{\text{дв}}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S, \text{ мм} \quad (9)$$

где $D_{\text{дв}}$ – диаметр электродвигателя, мм; D_n – наружный диаметр насоса, мм; h_k – толщина плоского кабеля, мм; S – толщина металлического пояса, принимаем $S=1$ мм.

12. Основной размер агрегата с учетом насосных труб круглого кабеля:

$$A_{\max} = \frac{D_{\text{де}}}{2} + \frac{d_m}{2} + d_k, \text{ мм} \quad (10)$$

где d_m – диаметр муфты НКТ, мм; d_k – диаметр круглого кабеля, мм.

Возможно использование и других методик подбора УЭЦН к скважине. Например, экспресс-метод (стр. 714 Мищенко И.Т. «Скважинная добыча нефти» [14]), базирующийся на результатах экспериментальных исследований работы погружных центробежных электронасосов на различных нефтяных месторождениях России.

Суть метода подбора заключается в построении гидродинамической характеристики пласта, скважины и подъемника (НКТ) и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения реальных характеристик насосов с гидродинамической характеристикой системы «пласт – скважина – подъемник» определяют совместные режимы работы всей системы «пласт – скважина – насос – подъемник».

Для выбора интервала подвески насосного оборудования в наклонно направленных скважинах используются результаты инклинометрии ствола скважины. Интервал подвески должен соответствовать техническим условиям эксплуатации УЭЦН.

8.2. Выбор оборудования штанговой скважинной насосной установки (УШГН) и определение параметров работы насоса

УШГН – это взаимосвязанная совокупность параметров: диаметр и тип скважинного штангового насоса, глубина его спуска и конструкция колонны НКТ, типоразмер предварительно заданного станка-качалки, определяемый на начальном этапе проектирования. На последующем этапе проектирования УШГН определяют конструкцию штанговой колонны, уточняют типоразмер станка-качалки и рассчитывают другие характеристики.

Перед выбором компоновки, необходимо иметь основные технологические характеристики работы данной скважины, а также знать опыт эксплуатации скважин, оборудованных УШГН.

Выбор компоновки записывается в следующем виде (стр. 147 И.Т. Мищенко. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с. [13]).

1. Для заданных забойного давления и дебита рассчитывается распределение давления от забоя скважины в стволе (рис. 1, кривая 1).

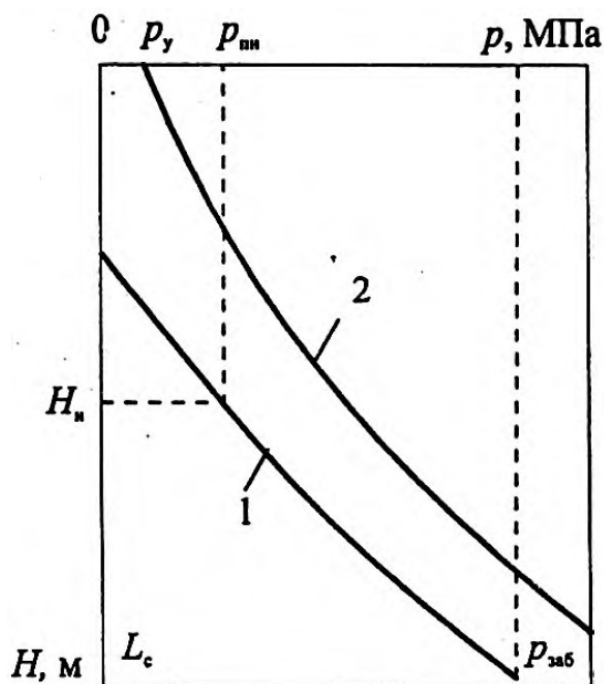


Рисунок 1. Кривые распределения давления в стволе скважины (1) и в НКТ (2)

2. Для принятого давления на устье вычисляется распределение давления от устья скважины в колонне НКТ (рис. 1, кривая 2).

3. Рассчитывается давление у приема насоса. В скважинах с низким газовым фактором (до $20 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и с высокой обводненностью продукции (свыше 75 %) давление на приеме насоса принимается равным 0,5 МПа. Определенные величины давления на приеме вычисляются для различных нефтяных районов с учетом опыта эксплуатации скважин ШСНУ и принятой системой разработки. Например, для девонских месторождений Урало-Поволжья давление на приеме безводных скважин принимается равным 2,5 МПа, а для угленосных – 3 МПа. По рекомендациям Г.Н. Суханова, оценку давления на приеме (в МПа) с учетом обводненности продукции выполняется по следующей формуле:

$$p_{\text{пн}} = 0,5 + 0,3p_{\text{нас}}(1 - B), \quad (1)$$

где B – обводненность продукции.

4. По рассчитанному давлению на приеме насоса определяется глубина спуска насоса H_n . Пример определения глубины спуска насоса показан на рис. 1 пунктирной линией.

5. Для заданных на поверхности дебита жидкости $Q_{ж}$ и обводненности продукции B рассчитывается объемный расход (дебит) продукции скважины при давлении у приема $p_{пн}$:

$$Q_{ж}(p_{пн}) = \frac{Q_{нд} b_{ж}(p_{пн})}{1-B}, \quad (2)$$

где $Q_{ж}(p_{пн})$ – дебит жидкости на приеме насоса, м³/сут; $Q_{нд}$ – дебит дегазированной нефти, м³/сут; $b_{ж}(p_{пн})$ – объемный коэффициент жидкости (продукции скважины) при давлении на приеме насоса $p_{пн}$, рассчитываемый по формуле:

$$b_{ж}(p_{пн}) = b_n(p_{пн})(1-B) + b_v(p_{пн})B, \quad (3)$$

$b_n(p_{пн}), b_v(p_{пн})$ – соответственно объемные коэффициенты нефти и воды ($b_v(p_{пн}) = 1$) при давлении на приеме.

Объемный коэффициент нефти:

$$b_n(p_{пн}) = 1 + (b_n - 1) \left(\frac{p_{пн} - 0,1}{p_{нас} - 0,1} \right)^{0,25}, \quad (4)$$

где b_n – объемный коэффициент нефти при $p_{нас}$.

Вышеперечисленные операции являются по существу подготовительными, но без их реализации невозможен выбор компоновки.

6. По диаграммам А.Н. Адонина (рис. 2) для применяемых в настоящее время на промыслах отечественных станков-качалок по известным значениям проектного дебита $Q_{ж}(p_{пн})$ и высоте подъема жидкости L выбирают диаметр скважинного насоса $D_{пл}$ и типоразмер станка-качалки.

Высоту подъема продукции при известной глубине спуска насоса, устьевом давлении и давлении на приеме приближенно можно вычислить по следующей формуле:

$$L = H_n - 102(p_{пн} - p_y), \quad (5)$$

где $(p_{пн} - p_y)$, в МПа

Графический метод основан на использовании диаграмм А. Н. Адонина. При его применении необходимо знать дебит скважины Q в кубометрах в сутки (м³/сут) и глубину спуска насоса L в метрах. Типоразмер станка-качалки и диаметр плунжера насоса определяют непосредственно по диаграмме А. Н. Адонина в точке пересечения проекций дебита и глубины спуска насоса (рис. 2).

Тип насоса определяют в зависимости от глубины спуска и параметров добываемой жидкости. При глубинах спуска более 1200 м и наличии в жидкости значительного количества абразивных частиц (более 1,5 г/л) следует применять вставные насосы (типа НВ) с диаметром плунжера 28, 32, 38 и 44 мм.

При меньших глубинах спуска и больших дебитах жидкости отдают предпочтение невставным насосам (типа НН) с диаметром плунжера 28, 32, 44, 57, 70 и 95 мм.

При выборе диаметра насосных труб следует учитывать тип и размер насоса. При использовании вставных насосов превышение диаметра НКТ над диаметром плунжера составляет 28-32 мм. При применении не вставных (трубных) насосов такое превышение не должно составлять более 14-18 мм. Диаметр насосных штанг и группу прочности стали выбирают по табл. 2, 3, 4 с последующей проверкой расчетом на приведенное напряжение. При глубинах подвески более 1200 м следует применять ступенчатые колонны штанг.

Для первого приближенного определения режимных параметров работы насоса следует принять максимальную длину хода точки подвеса штанг для выбранного станка-качалки и найти необходимое число качаний по зависимости:

$$n = n_{\max} \frac{Q_{\phi}}{Q_{\max}}, \quad (6)$$

где n_{\max} – максимальное число качаний по характеристике станка-качалки; Q_{ϕ} – фактический дебит скважины; Q_{\max} – максимальная производительность насоса при работе на максимальных параметрах (находят по диаграмме А. Н. Адонина для найденного диаметра плунжера).

Для более точного определения режимных параметров работы насоса применяют аналитический метод.

Этот метод был разработан И. М. Муравьевым и А. П. Крыловым, развит К. Г. Оркиным [29]. Он состоит в определении для принятого станка-качалки диаметра плунжера D , длины хода полированного штока S и числа качаний n (в дальнейшем тип станка-качалки может быть скорректирован после определения D , S , n и величины нагрузки на головку балансира).

При выборе оптимального режима работы насоса исходят из условия получения минимальных напряжений в штангах, следовательно, и минимальной нагрузки на головку балансира с последующей проверкой прочности штанг на разрыв и выносливость.

Для режимов с максимальным S и минимальным n , которые входят в приемлемую область работы станка-качалки, определяют нагрузку на головку балансира.

По статической теории расчета максимальной нагрузки на головку балансира учитываются только статические усилия (вес штанг и жидкости) и максимальное значение сил инерции.

Максимальная нагрузка по статической теории [24] определяется по формуле:

$$P_{max} = F_{пл} \rho_{жс} L g + q_{ср} L g \cdot \left[b + \frac{S n^2}{1440} \right], \quad (7)$$

где L – глубина спуска насоса, м; $b = \frac{\rho_{ш} - \rho_{жс}}{\rho_{ш}}$ – коэффициент облегчения штанг в жидкости; $\rho_{ш}$, $\rho_{жс}$ – плотность материала штанг и жидкости соответственно; $S n^2 / 1440$ – фактор инерционных нагрузок; g – ускорение свободного падения.

Минимальная нагрузка при начале хода штанг вниз

$$P_{min} = q_{ср} L g \cdot \left[b - \frac{S n^2}{1440} \right]. \quad (8)$$

Затем выбирают режим, при котором нагрузка на головку балансира P_{max} будет наименьшая, и определяют максимальное и минимальное напряжения в штангах:

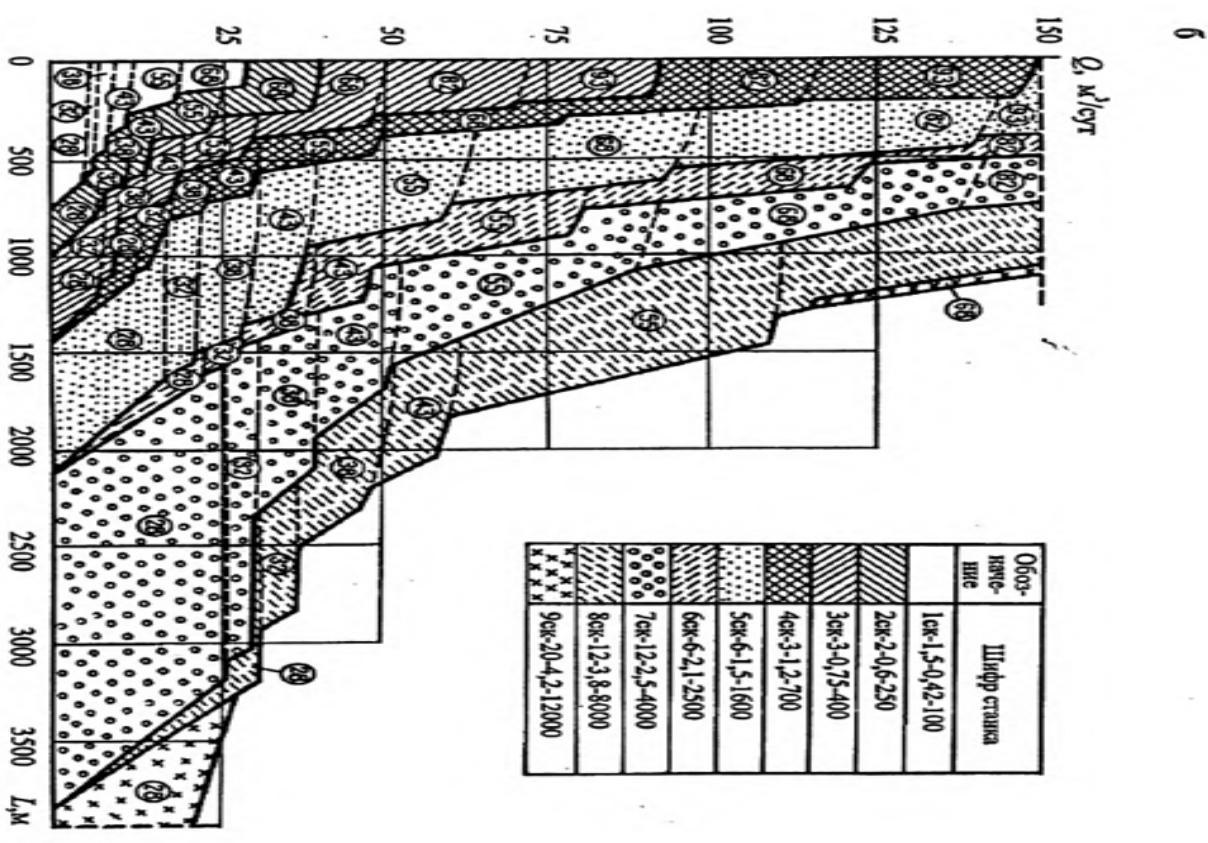
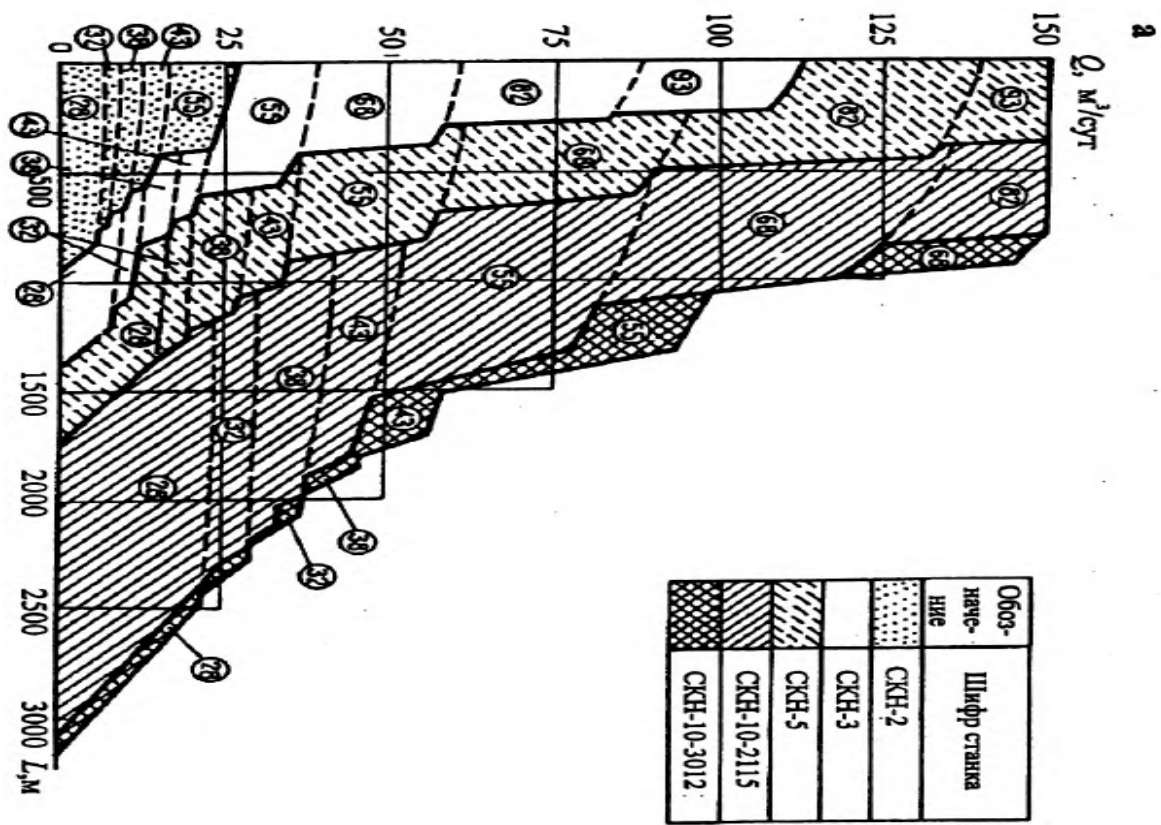
$$\sigma_{max} = \frac{P_{max}}{f_{ш}}; \sigma_{min} = \frac{P_{min}}{f_{ш}}, \quad (9)$$

где $f_{ш}$ — площадь поперечного сечения штанг.

Для выбора материала штанг определяют $\sigma_{пр}$, [33]:

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_a \sigma_{max}}, \quad (10)$$

где $\sigma_a = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2}$ – амплитудное значение напряжения в асимметричном цикле. По табл. 7 выбирают соответствующий материал для штанг, так чтобы $\sigma_{пр.расч} \leq [\sigma_{пр}]$. ($[\sigma_{пр}]$ – допустимое приведенное напряжение для соответствующей марки стали).



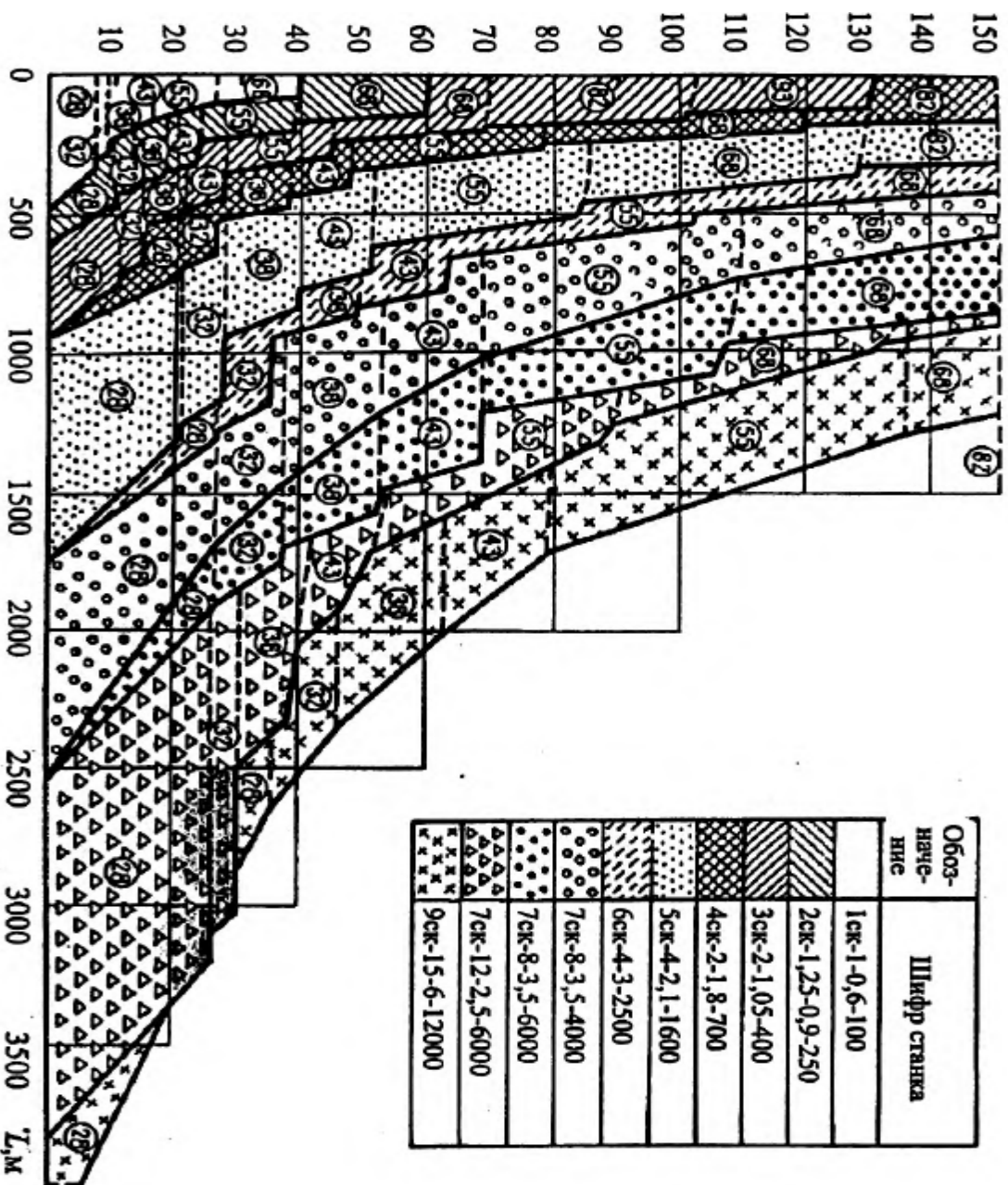
В $Q, \text{ м}^3/\text{сут}$ 

Рис. 2. Диаграммы А. Н. Агоница для различных станков-качалок:
а – типа СКН;
б – базовые;
в – модифицированные. Цифры в кружках обозначают диаметры скважинных насосов.

В таблице 3 представлены 13 типоразмеров станков-качалок в соответствии с ГОСТ 5866-76. Восемь типоразмеров из 13 представляют основные (базовые) типоразмеры, а пять - модифицированные с увеличенной длиной переднего плеча балансира и соответственно уменьшенной нагрузкой на головку балансира.

В таблице 3 даны основные кинематические параметры СК, редукторы типа Ц2НС, диаметр шкива редуктора и габаритные размеры СК, которые необходимы при выполнении расчетов и проектировании эксплуатации скважин.

В таблице 4 и 4 а даны основные параметры насосных штанг по ГОСТ 13877-80 и ГОСТ 13877-96, необходимые для расчета веса колонны штанг и ее размеров при спуске в колонну НКТ. В примерах расчета использованы данные табл. 4. В таблице 5 приведены механические характеристики материала штанг.

В таблице 6 представлены основные типоразмеры балансирных станков-качалок. Буква «м» в конце обозначения СК означает, что это модифицированный станок-качалка, т. е. с удлиненным передним плечом балансира и уменьшенной нагрузкой.

Затем определяют коэффициент запаса прочности штанг:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_{max}}, \quad (11)$$

где σ_T – предел текучести материала штанг.

Полученные расчетным путем параметры D и n могут оказаться нестандартными, поэтому при заданном дебите определяют число качаний, которое надо иметь при использовании стандартного диаметра плунжера:

$$n = n_p \frac{D_p}{D_{CT}}, \quad (12)$$

где n_p – расчетное число качаний; D_p – расчетный диаметр плунжера; D_{CT} – стандартный диаметр плунжера.

Основные размеры станков – качалок по ГОСТ 5866-76

Типоразмер СК	Кинематические размеры, мм					Габаритные размеры СК, мм			Типоразмер редуктора	Диаметр шкива, мм
	Переднее плечо K_1	Заднее плечо K	Шатун l	Радиус кривошипа r	Длина L	Ширина B	Высота H	Обозначение		
СК2-0,6-250	740	740	840	295	3150	1150	2000	Ц2НС-250	450	
СК3-1,2-630	1200	1200	1430	570	4200	1350	3300	Ц2НС-400	500	
СК4-2,1-1600	2100	1500	1800	720	5900	1700	4800	Ц2НС-500	630	
СК5- 3-2500	3000	2100	2500	1000	7400	1850	5550	Ц2НС-650	800	
СК6-2,1-2500	2100	То же	То же	То же	6500	То же	5100	То же	То же	
СК8-3,5-4000	3500	2500	3000	1200	8500	2250	6650	Ц2НС-750	1000	
СК12-2,5-4000	2500	То же	То же	То же	7500	То же	6400	То же	То же	
СК8-3,5-5600	3500	2500	3000	1200	8500	2250	6650	Ц2НС-850	1000	
СК10-3-5600	3000	То же	То же	То же	8000	То же	6550	То же	То же	
СК10-4 5-8000	4500	3500	4200	1670	10550	2600	9000	Ц2НС-1000	1250	
СК12-3,5-8000	3500	То же	То же	То же	9550	То же	8500	То же	То же	
СК15-6-12500	6000	4200	5000	2000	13200	3100	11500	Ц2НС-1150	1250	
СК20-4,5-12500	4500	То же	То же	То же	11700	То же	10700	То же	То же	

Таблица 4

Основные параметры насосных штанг по ГОСТ 13877-80

Номинальный диаметр штанги, мм	Масса 8 м штанги, кг	Масса 1 пог. м штанги с муфтой, кг	Диаметр муфты с «лыской», мм
12	7,26	0,93	26
16	12,93	1,67	36
19	18,29	2,35	42
22	24,50	3,15	46
25	31,65	4,10	55

Таблица 4а

Основные параметры насосных штанг по ГОСТ 13877-96

Условный размер штанг	Номинальный диаметр штанги, мм	Масса 8 м штанги, кг	Масса 1 пог. м штанги с муфтой, кг	Диаметр муфты (уменьшенный) мм
ШН 13	12,7	8,7	1,11	25,4
ШН 16	15,9	13,1	1,71	38,1 (31,8)
ШН 19	19,1	18,7	2,43	41,3 (38,1)
ШН 22	22,2	25,3	3,27	46,0 (41,3)
ШН25	25,4	33,1	4,28	55,6 (50,8)
ШН29	28,6	43,2	5,62	60,3

Таблица 5

Механические характеристики материала штанг

Марка стали	Предел текучести, МПа	Твердость по Бринеллю, НВ	Допуск [$\sigma_{пр}$], МПа	Диаметр насосов, мм	Вид обработки штанг	Условия эксплуатации
40	320	217	70	28-95	Нормализация	Некоррозионные
			120	28-43	Нормализация с повторным упрочнением нагревом ТВЧ	
			100	55-95		То же

Марка стали	Предел текучести, МПаМ	Твердость по Бринеллю, НВ	Допуск [$\sigma_{пр}$], МПа	Диаметр насосов, мм	Вид обработки штанг	Условия эксплуатации
20Н2М	390	200	90	28-95	Нормализация	Некоррозионные
			60	28-95	То же	Коррозионные с H2S
			130	28-43	Нормализация с поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	Некоррозионные
			110	55-95		То же
			100	28-95		Коррозионные
20Н2М	520	260	100	28-95	Объемная закалка и высокий отпуск	Некоррозионные
			70	То же		Коррозионные
15Н3МА	-	-	170	28-43	Нормализация с поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	Некоррозионные
			150	55-95		
			120	28-95		Коррозионные с H2S
15Х2НМФ	630	255	100	28-95	Закалка и высокий отпуск, нормализация и высокий отпуск	Некоррозионные
			90	То же		Коррозионные

Стандартные длины ходов и число качаний СК

Типоразмер СК	Грузо- подъемность кН	Длина хода точки подвеса штанг, м	Число качаний в мин
СК2-0,6-250	20	0,3; 0,45; 0,6	5-15
СК1,5-0,9-250м	15	0,45; 0,65; 0,9	5-15
СК3-0,75-400	30	0,3; 0,52; 0,75	5-15
СК2-1,05-400м	20	0,42; 0,75; 1,05	5-15
СК3-1,2-700	30	0,45; 0,6; 0,75; 0,9; 1,05; 1,2	5-15
СК2-1,8-700м	20	0,67; 0,9; 1,125; 1,35; 1,575; 1,8	5-15
СК6-1,5-1600	60	0,6; 0,9; 1,2; 1,5	5-15
СК4-2,1-1600м	40	0,84; 1,26; 1,5; 1,8; 2,1	5-15
СК6-2,1-2500	60	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	5-15
СК4-3,0-2500м	40	1,3; 1,7; 2,15; 2,6; 3,0	5-15
СК12-2,5-4000	120	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	5-12
СК8-3,5-4000м	80	1,675; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	5-12
СК10-3,0-5600	100	1,5; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	5-12
СК8-3,5-5600м	80	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	5-12
СК12-3,5-8000	120	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	5-10
СК10-4,5-8000м	100	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	5-10
СК20-4,5-12500	200	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	5-10
СК15-6,0-12500м	150	3,0; 3,5; 4,5; 5,2; 6,0	5-10

Если n получается нестандартное, следует выбрать ближайший стандартный шкив или изготовить его для электродвигателя необходимого диаметра:

$$d_{эл} = \frac{n \cdot d_p \cdot i}{n_{эл}}, \quad (13)$$

где n – число качаний в минутах; d_p – диаметр шкива редуктора; i – передаточное число редуктора; $n_{эл}$ – частота вращения вала электродвигателя под нагрузкой, мин⁻¹.

При эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин с высоковязкой нефтью следует использовать дифференциальные насосы (2СПхх/хх, 2СПНЛхх/хх), а малобитных скважинах – специальные насосы (НСБМ19, НСБМ24) с диаметром плунжера 19 и 24 мм [26].

Для всех вышеуказанных насосов предельная минерализация воды составляет 200мг/л; объемное содержание сероводорода – не выше 0,1 % и рН – не менее 6,8.

9. РАСЧЁТ 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 β , то глубина проникновения R_0 определится из неравенства:

$$R_0 \geq \frac{P_{пл} - P_з}{\beta}, \quad (1)$$

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

Объём изолирующего материала рассчитывается по следующей формуле:

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

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

Масса реагента тампонажного состава:

$$m = V_{изол} * \rho_{изол}, \quad (3)$$

где $\rho_{изол}$ – плотность изолирующей, кг/м³.

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

$$P_{закачка} + P_{гидр} - P_{потери} < P_{гпр} \quad (4)$$

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{г.в.} = \rho_{г.п.} * g * H, \quad (5)$$

где $\rho_{г.п.}$ – средняя плотность горных пород, лежащих выше продуктивного горизонта, кг/м³; H – расстояние от устья до середины перфорированного интервала, м; g – ускорение свободного падения, м/с².

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г.г.} = \frac{\nu}{1-\nu} * P_{г.в.}, \quad (6)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Определим давление гидроразрыва пласта:

$$P_{\text{гип}} = 2P_{\text{г.г.}} * \sigma_p, \quad (7)$$

где σ_p – прочность породы на разрыв, Па.

Гидростатическое давление, создаваемое столбом жидкостиносителя:

$$P_{\text{гидр.}} = \rho_{\text{изол}} * g * H. \quad (8)$$

Потери давления на трение при закачке реагента:

$$P_{\text{тр}} = \frac{\lambda * V_{\text{изол}}^2 * h * \rho_{\text{изол}}}{2d_{\text{вн}}}, \quad (9)$$

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

Скорость жидкости по НКТ определяется:

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

где Q – подача насоса, м³/с; $d_{\text{вн}}$ внутренний диаметр НКТ, м.

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

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (11)$$

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

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (12)$$

Число Рейнольдса:

$$Re = 4Q \rho_{\text{изол}} / (\pi * d_{\text{вн}} * \mu_{\text{изол}}), \quad (13)$$

где $\mu_{\text{изол}}$ – 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 $V_{\text{изол}}$, а для верхнего 0,3.

$$V_{\rho gh} = 0.4 * V_{\text{изол}}, \quad (32)$$

$$V_{\rho gh} = 0.3 * V_{\text{изол}}. \quad (33)$$

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

$$V_{\text{пж}} = V_{\text{нкт}} = \frac{\pi * d_{\text{вн}}^2 * H}{4}. \quad (34)$$

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

$$T = \frac{(V_{\text{изол}} + V_{\text{пж}} + V_{\text{рж}})}{q}, \quad (35)$$

где q – подача насоса, м³/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 объёме $2 \cdot V_{\text{пж}}$.

Продолжительность обратной промывки после закачки определяется:

$$t = \frac{2V_{\text{пж}}}{q}. \quad (36)$$

Дополнительная добыча нефти после проведения РИР оценивается по формуле:

$$\Delta Q_{\text{н}} = 38,433 * (K_{\text{н}} - 0.3) * m * (1 - \beta^1) * \sqrt{(\alpha_{\text{пс}} - 0.3) * h_{\text{н}} * C * 10^3}, \quad (37)$$

где $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}}$ – начальная нефтенасыщенность, $K_{\text{в}}$ – водоудерживающая способность; $\alpha_{\text{пс}}$ – средняя амплитуда диффузионно-адсорбционного потенциала пласта в скважине; $h_{\text{н}}$ – нефтенасыщенная толщина пласта в скважине; $C = 0,87$ – коэффициент технологии; β^1 – средняя обводненность продукции в скважине после проведения РИР.

10. РАСЧЁТ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ РАСТВОРОМ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

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 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Отсюда находим:

Общий объем солянокислотного раствора по формуле:

$$Q = V * h, \quad (1)$$

где V – средняя норма расхода раствора соляной кислоты на 1 м интервала обработки, принимаемая равной 1,1 м³/м; h – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м.

Количество концентрированной товарной соляной кислоты солянокислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_k = \frac{Q * x (5.09 * x + 999)}{z * 5.09 * z + 999}, \quad (2)$$

где z – концентрация товарной кислоты, %; x – концентрация солянокислотного раствора, %; Q – общий объем солянокислотного раствора, м³.

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

$$Q_{ук} = \frac{b_{ук} * Q}{C_{ук}}, \quad (3)$$

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

$$b = f + 0,8, \quad (4)$$

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

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6 % (в пересчете на SO₃), 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

$$Q_{\text{хб}} = \frac{2,13 * Q \left(\frac{a+x}{z} - 0,02 \right)}{\rho_{\text{хб}}}, \quad (5)$$

где – 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг; Q – объем солянокислотного раствора, м³; 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; $\rho_{\text{хб}}$ – плотность раствора хлористого бария, кг/м³ ($\rho_{\text{хб}} = 4000$ кг/м³).

Необходимый объем ингибитора коррозии определяется по формуле:

$$Q_{\text{и}} = \frac{b_{\text{и}} * Q}{C_{\text{и}}}, \quad (6)$$

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

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:

$$Q_{\text{ин}} = \frac{b_{\text{ин}} * Q}{C_{\text{ин}}}, \quad (7)$$

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

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

$$Q_{\text{бл}} = 0,785 * D^2 * H_{\text{з}}, \quad (8)$$

где D – внутренний диаметр скважины, м; $H_{\text{з}}$ – глубина зумпфа, м.

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

$$Q_v = Q - Q_k - \Sigma Q, \quad (9)$$

где Q – объем солянокислотного раствора, м³; Q_k – объем концентрированной товарной соляной кислоты, м³; ΣQ – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий), м³.

11. РАСЧЁТ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

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

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{z.в.} = \rho_n * g * L, \quad (1)$$

где ρ_n – средняя плотность пород над продуктивным пластом, кг/м³;
L – глубина скважины, м.

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г.г.} = P_{гв} \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Зная составляющие горного давления, рассчитаем забойное давление разрыва:

$$P_3 = K * L * 10^4, \quad (3)$$

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

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{(C_n / \rho_n) + 1}, \quad (4)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³; ρ_n – плотность песка, кг/м³.

Плотность жидкости – песконосителя с песком:

$$\rho_{жп} = \rho_{нп}(1 - \beta_n) + \rho_n \beta_n, \quad (5)$$

где $\rho_{нп}$ – плотность загущенной нефти в составе жидкости-песконосителя, кг/м³.

Вязкость жидкости – песконосителя с песком:

$$\mu_{жп} = \mu_n * \exp(3.18 * \beta_n), \quad (6)$$

где μ_n – вязкость нефти, Па·с.

Для определения параметров трещины используются формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П. Желтова. Оценим сначала ширину трещины после закачки 1 м³ жидкости разрыва, для чего определим давление на забое в этот момент времени по формуле:

$$\frac{P_3}{P_{гг}} * \left(\frac{P_3}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = \frac{5.25 E^2 * Q * \mu_{жп}}{(1-\nu^2)^2 * P_{гг}^3 * V_m}, \quad (7)$$

где V_T – объем жидкости, находящейся в трещине, m^3 ; Q – расход закачиваемой жидкости, m^3 / c . Длина трещины после закачки (в м):

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} * E}{5.6 * (1 - \nu^2) * h * (P_3 - P_{г.г.})}}, \quad (8)$$

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

Раскрытость или ширина трещины (в м):

$$\omega = \frac{4 * (1 - \nu^2) * l * (P_3 - P_{г.г.})}{E}. \quad (9)$$

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 $m = 0.3$, Остаточную ширину трещины определяется (в см):

$$\omega_1 = \frac{\omega * \beta_{п}}{1 - m}, \quad (10)$$

где m – пористость песка в трещине после ее закрытия. Проницаемость трещины такой ширины (в m^2):

$$K_{г} = \frac{\omega_1^2}{12} \quad (11)$$

Среднюю проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине (в m^2):

$$k_{ср} = \frac{(\pi * D - \omega_1)k + (\omega_1 * K_{г})}{\pi D}, \quad (12)$$

где D – диаметр скважины по долоту, м.

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

$$r_m = (0.0134 - 1.6 * 10^{-6} * L)(Q * 10^3 \sqrt{\frac{\mu_{жр} * t}{k}})^{0.5}, \quad (13)$$

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

Давление, которое нужно создать на устье при гидразрыве:

$$P_y = \frac{1.52 * \lambda * 16 * Q^2 * L * \rho_{жп}}{2 * \pi^2 * d^5}, \quad (14)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления. Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = 4Q\rho_{жп}/(\pi d\mu_{жп}), \quad (15)$$

где d – диаметр НКТ.

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

Жидкость гидроразрыва 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

$$N = \frac{P_y Q}{(Q_p P_p k_{ТС}) + 1}, \quad (16)$$

где P_p – рабочее давление агрегата, Па; Q_p – подача агрегата при данном P_p , м³/с; $k_{ТС}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы (0,5-0,8).

Объем жидкости для продавливания жидкости-песконосителя

$$V_n = 0.785 * d^2 * L, \quad (17)$$

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

$$t = \frac{V_{ж} + V_{н'}}{Q_p} \text{мин}, \quad (18)$$

где $V_{ж}$ – объем жидкости для осуществления ГРП, м³; $V_{н'}$ – объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{ж} = \frac{Q_n}{c_n} \quad (19)$$

где Q_n – количество закачанного в скважину песка, кг.

Дебит скважины после ГРП определяется:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{ср}} \cdot h \Delta P}{\mu \ln(R_k / r_c)} \quad (20)$$

Ожидаемая кратность увеличения дебита скважины от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины после ГРП принимается равным радиусу трещины r_m .

$$\mathcal{E} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_m}} \quad (21)$$

12. МЕТОДИКА РАСЧЁТА НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

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

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

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

Расчет наработки на отказ производится ежемесячно за месяц, за скользящий год (например, для расчета наработки на отказ за скользящий год за август 2020г. берется период времени: 01.09.2019 – 31.08.2020).

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

$$НО = \frac{T}{N} (\text{сут.}), \quad (1)$$

где НО – наработка на отказ, сут.; Т – суммарное отработанное время *только по отказавшей* скважине (скважинам) с момента кнопочного запуска скважины в работу до момента отказа оборудования, сут.; N – количество отказов скважинного оборудования за отчетный период (месяц, скользящий год), шт.

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

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

При подсчёте СНО **учитываются скважины, остановленные по ППР (планово-предупредительные ремонты),** и не учитываются геолого-

технические мероприятия (ГТМ), остановки скважин по геологическим и технологическим причинам.

В ГТМ входят:

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

В геологические и технологические причины входят:

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

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

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

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

Регулярный анализ отказов по узлам оборудования (насос, НКТ, штанга и др.) и корневым причинам отказов (коррозия, отложения солей, АСПО и др.) позволяет осуществлять технические, технологические и организационные мероприятия по увеличению СНО.

Эффективность повышения СНО связана с получением дополнительной добычи нефти за счет снижения времени в ожидании ремонта и ремонте, а также снижение затрат на подземное оборудование и ремонт скважины по замене отказавшего подземного оборудования.

13. РАСЧЁТ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ ПРИТОКЕ

1. При установившемся притоке однородной жидкости в скважину дебит скважины можно определить по формуле:

$$Q = \frac{0,236 \cdot k \cdot \rho \cdot h \cdot (P_{nl} - P_{заб}) \cdot \varphi}{b \cdot \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}, \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (1)$$

где b – объемный коэффициент; φ – коэффициент гидродинамического несовершенства скважины; R_k – радиус контура питания (зоны дренирования), принимается равным половине расстояния между скважинами: $R_k = \frac{S}{2}$, м; r_c –

радиус скважины по долоту: $r_c = \frac{D_{дол}}{2}$, м

2. Так как дебит скважины главным образом регулируется изменением депрессии на пласт, то можно использовать формулу притока:

$$Q = K \cdot (P_{nl} - P_{заб})^n, \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (2)$$

где n – показатель степени, зависящий от условий фильтрации и составляющий 1...0,5, принимаем $n = 1$; K – коэффициент продуктивности, $\text{м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$

Из формулы (2) выводим коэффициент продуктивности K :

$$K = \frac{Q}{P_{nl} - P_{заб}}, \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}), \quad (3)$$

3. Сравнивая уравнения 1 и 2, определяем величину коэффициента продуктивности:

$$K = \frac{0,236 \cdot k \cdot \rho_n \cdot h \cdot \varphi_c}{b \cdot \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}, \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}). \quad (4)$$

14. МЕТОДИКА ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

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

$$Q = \frac{kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{18.41 B_{\text{н}} \mu_{\text{н}} \ln(R_{\text{к}} / r_{\text{с}} - 0.75 + S)}, \quad (1)$$

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

Вычисления значений S состоит в знании величин коэффициента нарушенной (пониженной) проницаемости $k_{\text{с}}$ радиусом $R_{\text{с}}$ от ствола скважины и естественной проницаемости k в удаленной зоне пласта:

$$S = \left(\frac{k}{k_{\text{с}}} - 1 \right) \ln \frac{R_{\text{с}}}{r_{\text{с}}}, \quad (2)$$

Прирост дебита скважины прогнозируется при снижении скин-фактора до 0 при обработках с удалением кольматирующего вещества (восстановление продуктивности) и до -3 при кислотных обработках карбонатных коллекторов (стимуляция матрицы).

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

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

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:

$$PI_{\text{прод}} = \frac{2\pi h \rho_{пл}}{\mu_{пл} \left(\frac{1}{k} \ln \frac{R_k}{R_s} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{R_s}{r_c} \right)}, \quad (4)$$

где k_s – проницаемость поврежденной скин-зоны, R_s – 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:

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

Дополнительная добыча за N месяцев длительности эффекта:

$$Q_{\text{доп}} = (Q' - Q) \cdot N. \quad (9)$$

15. 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 7.

Таблица 7

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 8.

Таблица 8

Исходные данные для расчета экономического эффекта при отсутствии капитальных вложений

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

4.	Эксплуатационные затраты: – на проведение РИР – на смену насосов – на проведение ГТМ (ГРП, СКО, прочие)	тыс. руб.	
5.	Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти: – энергетические затраты на извлечение жидкости, – сбор и транспорт нефти и газа, – технологическая подготовка нефти, – закачка в пласт жидкости (от доп. добычи с учетом % обводненности) Итого эксплуатационных затрат	руб./т жид. руб./т жид. руб./т жид. руб./т тыс. руб.	
6.	Налоги на входящие в себестоимость продукции: - НДС (налог на добычу полезных ископаемых) - НИОКР (от себестоимости доп. добычи нефти)	тыс. руб./т -	(Налоговый кодекс) 1,5 %
7.	Налог на прибыль	%	20

Расчет экономических показателей

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

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

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

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

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности; Пч – чистая прибыль от реализации в t–м году; А – амортизационные отчисления в t–м году;

K – инвестиции в разработку месторождения в t -м году; E – норматив дисконтирования, доли ед.; t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_{qt} + A_t) / (1 + E_q)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_p}}. \quad (2)$$

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

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

$$\sum_{t=1}^{Tok} \frac{B_t - K_t - \mathcal{E}_{npi} - H_t + A_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad \text{или} \quad \sum_{t=1}^{Tok} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}} = 0 \quad (3)$$

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:

$$T_{\text{эни}} = P_{\text{изв}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (4)$$

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

2. Сбор и транспорт дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{сбт}} = P_{\text{сбт}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (5)$$

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

3. Технологическая подготовка дополнительно добытой жидкости:

$$T_{\text{тп}} = P_{\text{тп}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (6)$$

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

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

$$T_{\text{зак}} = P_{\text{з.п}} \cdot Q_{\text{ж}}, \quad (7)$$

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

Итого эксплуатационных затрат (без налогов и платежей):

$$T_t = T_{\text{эни}} + T_{\text{сбт}} + T_{\text{тп}} + T_{\text{зак}} + T_{\text{ГТМ}}, \quad (8)$$

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

Эксплуатационные затраты сводятся в таблицу 9:

Таблица 9

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:

$$C_{\text{НДПИ}} = K_{\text{ц}} \cdot R - D_{\text{м}}, \quad (9)$$

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:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Цена барреля Urals в } \$ - 15) \cdot \text{Курс } \$ \text{ США} / 261 \quad (10)$$

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:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{ндпи}} \cdot K_{\text{ц}} \cdot (1 - K_{\text{в}} \cdot K_{\text{з}} \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{дв}} \cdot K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} - K_{\text{абдт}} - K_{\text{ман}} \cdot C_{\text{вн}}, \quad (11)$$

где $K_{\text{ндпи}}$ – фиксированное значение, которое с 2016 г. установлен на уровне 559 руб; $K_{\text{ц}}$ – ранее отмеченный ценовой коэффициент; $K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов; $K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; $K_{\text{кан}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти; $K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи; $K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий

степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья; K_k – 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_k , 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:

$$C_{ндпи} = K_{ц} * R + K_k \quad (12)$$

Размер налога на добычу полезных ископаемых рассчитывается по формуле:

$$N_{ндпи} = Q_n * C_{ндпи} \quad (13)$$

Налог на прибыль

Определяется как 20% от прибыли до налогообложения.

$$НП = П_б * 0,2 \quad (14)$$

Выручка от реализации

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

$$V_t = C_n * Q_n, \quad (15)$$

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

Прибыль от реализации (условно)

Балансовая прибыль или прибыль до налогообложения:

$$П_б = V_t - (T_t + N_{ндпи}) \quad (16)$$

Чистая прибыль (условно)

Чистая прибыль определяется следующей формулой:

$$П_ч = П_б - П_б * 0,20 \quad (17)$$

Доход государства (условно)

$$D_r = N_{\text{ндпи}} + P_6 * 0,20 \quad (18)$$

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 10:

Таблица 10

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 11 и 12 соответственно (вариант 1, 2).

Таблица 11

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.	–

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 20 рассмотрен пример расчета экономического раздела КП.

ПРИЛОЖЕНИЕ

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА**

**Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ
ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ»**

на тему

«.....»

Выполнил(а) студент(ка):

ФИО студента(ки)
направления подготовки

наименование направления подготовки
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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гудериева
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 разработки			
	1	2	...	n
Тип залежи				
Тип коллектора				
Средняя общая толщина, м				
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
Коэффициент пористости, доли ед.				
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.				
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²				
Коэффициент песчанистости, доли ед.				
Расчлененность				
Начальное пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с				
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³				
Плотность нефти в поевхностных условиях, г/см ³				
Содержание серы в нефти, %				
Содержание парафина в нефти, %				
Давление насыщения нефти газом, МПа				
Газовый фактор, м ³ /т				
Плотность воды в поевхностных условиях, г/см ³				
Содержание сероводорода, %				
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.				
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа				

Свойства пластовой нефти ____ пласта ____ месторождения

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

Состояние реализации проектного фонда скважин

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

Характеристика фонда скважин

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

Исходные данные для расчета экономических показателей

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

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА**

**Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

Ф.И.О. _____

группа: _____

1. Тема КП: «Обоснование и выбор технологий удаления и профилактики образования АСПО в скважинах ... месторождения»

2. Исходные данные к КП:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки месторождения;
- техническая и патентная литература по теме КП;
- промысловая информация для расчета экономической эффективности

3. Содержание:

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. Анализ состояния фонда нефтяных скважин. 2.2. Анализ межремонтного периода осложненного фонда скважин. 2.3. Факторы, влияющие на образование АСПО. 2.4. Методы борьбы с АСПО в скважинах при добыче нефти на ... месторождении. 2.5. Обзор технической и патентной литературы по теме КП. 2.6. Теоретическое обоснование применения комплексных композиций для ингибирования АСПО. 2.7. Технические особенности подачи ингибитора АСПО в скважину. 2.8. Обоснование ингибиторов парафиноотложения с целью предотвращения образования АСПО в условиях ... месторождения. 2.9. Подбор растворителей АСПО и установление их рейтинга для условий ... месторождения. 2.10. Прогноз технологической эффективности. 2.11. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ. Вывод по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Обоснование экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения. 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проекта. 3.3. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глущенко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт – скважина – УППН: учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 325 с.
2. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Т. 1. Скважина – промысловый сбор – ППД. / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, Л.И. Иванов; под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 413 с.
3. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 413 с.
4. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учеб. для вузов по спец. "Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений" 2-е изд. рек. МО СССР / Г.С. Лутошкин. – Изд. 3-е, стер., перепечатка со 2-го изд. 1979 г. – М.: Альянс, 2005. – 318 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов по спец. "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подгот. спец. "Нефтегазовое дело" рек. МО РФ / И. Т. Мищенко. – 2-е изд., испр. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
6. Мищенко И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
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. Ковалев Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 336 с.
9. Лутошкин Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов по спец. "Технология и комплексная механизация разработки нефт. и газ. месторождений" рек. МО СССР / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. – 3-е изд., стер., Перепечатка с 1985 изд. – М.: Альянс, 2007. – 132, [1] с.

10. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2005. – 267, [3] с.
11. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
12. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учеб. пособие для вузов рек. МО РФ / РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816с.
13. Мусин М. М., Липаев А. А., Хисамов Р. С. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / ГБОУ ВО "Альметьевский государственный нефтяной институт". – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.
14. Сучков Б. М. Интенсификация работы скважин. – М.: Ин-т компьютер. исслед.; Ижевск: РХД, 2007. – 611 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; свойства и состав пластовых флюидов, факторы, влияющие на образование АСПО; анализ межремонтного периода осложненного фонда скважин; методы борьбы с АСПО в скважинах при добыче нефти показатели разработки объектов; 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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

группа: _____

1. Тема КП: «Повышение эффективности работы скважин проведением РИР по ограничению водопритока на ... месторождении»

2. Исходные данные:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки ... месторождения;
- литературный обзор по теме КП.

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 ... месторождения. Выводы по разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Проблемы, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин. 2.2. Анализ причин обводнения нефтяных скважин. 2.3. Используемые методы и эффективность ограничения водопритока к скважинам на месторождении. 2.4. Литературный обзор существующих методов ограничения водопритоков в нефтяные скважины; 2.5. Обоснование выбора метода для изоляции водопритоков на месторождении. 2.6. Подбор скважин для проведения РИР. 2.7. Технология ремонтно-изоляционных работ по скважинам кандидатам. 2.8. Выбор насосного оборудования и режима работы скважин после РИР. 2.9. 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. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
2. Мищенко И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
3. Гуторов Ю.А., Рахмаев Л.Г. Технология повышения нефтеотдачи посредством проведения водоизоляционных работ в призабойной зоне добывных и нагнетательных скважин: практическое пособие // РКНТЦ, 2013. – 65 с.
4. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах [Текст]: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
5. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: ОАО Недра, 1998. – 267 с.
6. Ремонт нефтяных и газовых скважин: справочник (I, II часть) / под ред. Ю.А. Нифонтова и И.И. Клещенко. – Санкт-Петербург, 2005. – 1460 с.
7. Рябоконь С.А. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2002. – 274 с.
8. Сборник инструкций и регламентов по изоляции водогазопроявлений скважин ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2002. – 196 с.
9. Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988. – 263 с.
10. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 298с.
11. Кагарманов И.И., Дмитриев А.Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин. – Томск, ТПУ, 2007. – 323 с.
12. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.

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

14. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов по спец. "Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений" рек. МО СССР / В.И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. – М.: Альянс, 2005. – 509 с.

15. Тетельмин В. В. Нефтегазовое дело. Полный курс: [учеб. пособие для вузов] / 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 проектируемой технологии; характеристики реагентов (оборудования) для изоляции притока воды; 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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

Ф.И.О. _____

группа: _____

1. Тема КП: «Повышение надежности системы сбора скважинной продукции на месторождении»

2. Исходные данные к проекту:

- геолого-промысловая информация;
- проектно технологическая документация на разработку месторождения;
- техническая и патентная литература по теме КП.

3. Содержание:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Геолого-физические характеристика месторождения. 1.2. Свойства и состав нефти, газа и воды. 1.3. Осложняющие факторы геологических условий месторождения на существующей стадии разработки.

Выводы по геологическому разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Текущее состояние разработки месторождения. 2.2. Анализ работы скважин. 2.3 Существующая схема сбора, подготовки и учета продукции месторождения. 2.4 Анализ надежности трубопроводов системы сбора и транспортировки нефти. 2.5. Исследование защитных свойств ингибитора коррозии в условиях ... месторождения. 2.6. Литературный обзор по теме КП. 2.7 Предложения по повышению надежности работы системы сбора скважинной продукции. 2.8. Обоснование выбора предлагаемых решений. 2.9. Проектирование технологии скважинного отделения воды. 2.10. Определение технологической эффективности предлагаемых решений. 2.11. Разработка мероприятий по охране труда и окружающей среды в процессе реализации проектных решений.

Выводы по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Обоснование экономической эффективности проведения предлагаемых решений на месторождении; 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проведения предлагаемых решений; 3.3. Расчет экономических показателей.

Выводы по разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глущенко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт-скважина-УППН: учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 325 с.
2. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Т. 1. Скважина – промысловый сбор – ППД. / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, Л.И. Иванов; под ред. И.Т. Мищенко. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 413 с.
3. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 413 с.
4. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учеб. для вузов по спец. "Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений" 2-е изд. рек. МО СССР / Г.С. Лутошкин. – Изд. 3-е, стер., перепечатка со 2-го изд. 1979 г. – М.: Альянс, 2005. – 318 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов по спец. "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подгот. спец. "Нефтегазовое дело" рек. МО РФ / И. Т. Мищенко. – 2-е изд., испр. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
6. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: учеб. пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 353 с.
7. Лутошкин Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов по спец. "Технология и комплексная механизация разработки нефт. и газ. месторождений" рек. МО СССР / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. - 3-е изд., стер., Перепечатка с 1985 изд. – М.: Альянс, 2007. – 132, [1] с.
8. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. - М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2005. – 267, [3] с.

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

10. Мусин М. М., Липаев А. А., Хисамов Р. С. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / ГБОУ ВО "Альметьевский государственный нефтяной институт". – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; геолого-физическая характеристика месторождения; анализ работы фонда скважин; существующая схема сбора продукции месторождения; предложения по повышению надежности работы системы сбора скважинной продукции; технологическая и экономическая эффективность предлагаемых решений.

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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

Ф.И.О. _____

группа: _____

Тема КП: «Оптимизация работы низкодебитных скважин на месторождении»

1. Исходные данные к проекту:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки ... месторождения;
- техническая и патентная литература по теме КП;
- промысловая информация для расчета экономической эффективности.

2. Содержание:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Геолого-физическая характеристика ... месторождения. 1.2. Свойства и состав нефти, газа и воды. 1.3. Осложняющие факторы геологических условий месторождения на существующей стадии разработки.

Выводы по геологическому разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Анализ работы фонда добывающих скважин на ... месторождении;
2.2. Распределение скважин по дебиту жидкости, нефти и обводненности.
2.3. Анализ причин низких дебитов скважин на ... месторождении.
2.3.1. Структура и динамика причин низких дебитов скважин 2.3.2. Применяемые методики эксплуатации низкодебитных скважин. 2.3.3. Осложняющие факторы эксплуатации низкодебитных скважин. 2.4. Литературный обзор по теме работы. 2.5. Предложения по оптимизации и повышению эффективности работы низкодебитных скважин, 2.6. Обоснование выбора предлагаемых технических и технологических решений. 2.7. Определение технологической эффективности

предлагаемых мероприятий. 2.8. Обеспечение требований промышленной безопасности при эксплуатации нефтяных скважин.

Выводы по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Обоснование экономической эффективности проведения предлагаемых решений на ... месторождении; 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей проведения предлагаемых решений; 3.3. Расчет экономических показателей.

Выводы по разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
2. Мищенко И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
3. 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. Ковалев Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 336 с.
5. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
6. Уразаков К.Р. Насосные установки для малодобитных скважин: учебное пособие [Текст] / К.Р. Уразаков, В.П. Жулаев, Ф.З. Булюкова. - Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. – 236 с.
7. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодобитных скважин в ОАО «НК «Роснефть» [Текст] / С.Б. Якимов // Инженерная практика. – 2014. – № 11. – С. 4–12.
8. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях [Текст] / М.Н. Персиянцев – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
9. Волков М.Г. Оптимизация периодического режима эксплуатации малодобитных скважин [Текст] / Волков М.Г. // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 1. – С. 70–74.

10. Цивелев К.В. Анализ эксплуатации скважин в режиме периодического кратковременного включения и разработка рекомендаций по оптимизации работы установки электроцентробежного насоса [Текст] / К.В. Цивелев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 1. – С. 180–183.

11. Тимашев Э.О. Повышение эффективности работы винтовых насосных установок в малопродуктивных скважинах при низких частотах вращения/ дис. ... канд. технических наук: 05.02.13. [Текст] / Тимашев Эдуард Олегович. – Уфа: «УГНТУ», 2009. – 115с.

12. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами [Текст] / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1979. – 213 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; анализ работы фонда скважин; анализ причин низких дебитов скважин на ... месторождении; применяемые методики эксплуатации низкодебитных скважин; обоснование выбора предлагаемых решений; прогнозная оценка технологической эффективности предлагаемых мероприятий; экономические показатели предлагаемых мероприятий.

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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

Ф.И.О. _____

группа: _____

1. Тема КП: «Повышение эффективности работы штанговых насосных установок при добыче высоковязкой нефти на ... месторождении»

2. Исходные данные к КП:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки ... месторождения;
- техническая и патентная литература по теме КП;
- промысловая информация для расчета экономической эффективности.

3. Содержание:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Геолого-физическая характеристика месторождения; 1.2. Физико-химические свойства нефти, газа, воды. Выводы по разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Характеристика текущего состояния разработки нефтяного месторождения; 2.2. Структура фонда добывающих скважин на ... месторождении; 2.3. Осложнения при добыче высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий штанговыми насосными установками; 2.4. Влияние вязкости добываемой нефти на эффективность работы скважин, оборудованных штанговыми установками.

2.5. Определение причин отказов работы штанговых установок; 2.6 Литературный обзор методов повышения эффективности работы штанговых установок; 2.7 Предложения по повышению эффективности работы штанговых установок; 2.8 Определение технологической эффективности предлагаемых мероприятий. 2.9. Обеспечение требований промышленной безопасности при

проведении проектируемых работ. Вывод по технологическому разделу. Выводы по разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Обоснование экономической эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УСШН; 3.1. Исходные данные для проектирования. 3.2. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по экономическому разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
2. Мищенко И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
3. 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. Ковалев Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 336 с.
5. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
6. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами [Текст] / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1979. – 213 с.
7. Ишемгужин И.Е. Об ограничении динамических нагрузок на штанговую колонн [Текст] / И.Е. Ишемгужин, Б.Р. Гильмутдинов, М.Р. Ситдииков, М.Д. Гилязова // Нефтяное хозяйство (Уфимский гос. нефтяной технический университет). – 2011. – № 8 – С. 135–137.
8. Топольников А.С. Моделирование динамических нагрузок на полированный шток станка-качалки при неисправностях в работе штангового насоса [Текст] / А.С. Топольников // Труды Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского научного центра РАН. Вып. 10 / под ред. С.Ф. Урманчеева. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2014. – 116 с.
9. Адонин А. Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи [Текст] / А. Н. Адонин. – М.: Недра, 1964. – 264 с.

10. Ги́лаев Г.Г., Современны́е методы́ насосной добычи́ нефти: монография [Текст] / Г.Г. Ги́лаев., Р.Н.Бахтизин, К.Р. Уразаков – Уфа: Восточная печать, 2016. – 410 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; анализ работы фонда скважин оборудованных УСШН; причин отказов работы штанговых установок; предложения по повышению эффективности работы штанговых установок; технологические показатели работы скважин; экономические показатели проекта.

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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

Ф.И.О. _____

группа: _____

1. Тема КП: «Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭЦН на ... месторождении»

2. Исходные данные к проекту:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки месторождения;
- техническая и патентная литература по теме КП.

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 месторождения на существующей стадии разработки. Выводы по разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения; 2.2. Состояние фонда добывающих скважин на месторождении; 2.3. Скважинные осложнения при эксплуатации скважин с помощью УЭЦН. 2.4. Анализ режима работы скважин с УЭЦН: 2.4.1. Состояние и динамика средней наработки на отказ УЭЦН; 2.4.2. Анализ причин отказов насосных установок; 2.4.3 Структура и динамика причин отказов. 2.4.4. Используемые мероприятия для оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин, увеличения наработки на отказ; 2.5. Литературный обзор повышения эффективности эксплуатации скважин механизированными методами; 2.6. Предложения по оптимизации и повышению эффективности работы скважин с помощью УЭЦН; 2.7 Определение

технологической эффективности предлагаемых мероприятий. 2.8. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ. Выводы по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Обоснование экономической эффективности предлагаемых мероприятий по оптимизации эксплуатации скважин с помощью УЭЦН. 3.1. Исходные данные для проектирования. 3.2. Расчет экономических показателей проекта. Выводы по экономическому разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
2. Мищенко И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
3. 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. Ковалев Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 336 с.
5. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. - М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с.
6. Чернова К.В., Аптыкаев Г.А., Шайдаков В.В. Эксплуатация глубинных электроцентробежных насосных установок в условиях интенсивного солеотложения // Современные наукоемкие технологии. – 2007. – № 10.
7. Гумеров К.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях вязких водонефтяных эмульсий: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Гумеров Кирилл Олегович. – СПб., 2015.
8. Фролов С.В., Маркелов Д.В. Вопросы анализа надежности УЭЦН при интенсификации добычи нефти // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. – 2002. – № 2. – С. 39–43.
9. Смирнов Н.И. Исследование влияния износа на ресурс УЭЦН // Сборник трудов международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы трибологии». – 2007. – Т. 1. – С. 410–416.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН; причин отказов работы скважинных насосных установок; предложения по оптимизации и повышению эффективности работы УЭЦН; технологические показатели работы скважин; экономические показатели проекта.

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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гущериева
Ф.И.О. _____
группа: _____

1. Тема КП: «Выбор оптимальных методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с УШГН на нефтяном месторождении».

2. Исходные данные к проекту:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки месторождения;
- техническая и патентная литература по теме КП.

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 месторождения на существующей стадии разработки.

Выводы по разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1. Состояние фонда добывающих скважин на месторождении; 2.2. Наиболее характерные осложнения при эксплуатации скважин с УШГН; 2.3. Анализ работы скважинных насосных установок: 2.3.1. Влияние осложняющих факторов на эффективность работы скважин, оборудованных УШГН. 2.3.2. Состояние и динамика средней наработки на отказ штанговых насосных установок; 2.3.3. Анализ отказов насосных установок по узлам УШГН и корневым причинам 2.3.4. Структура и динамика причин отказов УШГН на часто ремонтном фонде (ЧРФ). 2.4. Используемые методы борьбы с осложнениями и мероприятия для увеличения наработки на отказ; 2.5 Литературный обзор методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с УШГН; 2.6 Предложения по выбору оптимальных методов борьбы с осложнениями и повышению эффективно-

сти работы штанговых насосных установок; 2.7. Определение технологической эффективности предлагаемых мероприятий. 2.8. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ.

Вывод по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1. Краткое изложение эффективности предлагаемых мероприятий по выбору оптимальных методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с помощью УСШН. 3.2. Исходные данные для проектирования. 3.3. Расчет экономических показателей проекта.

Выводы по экономическому разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.,
2. Мищенко И.Т. и др. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 440 с.
3. 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. Ковалев Н. И. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование – Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. – 336 с.
5. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт – скважина – УППН / В.Н. Глущенко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.
6. Денисова А.В. Увеличение средней наработки на отказ глубиннонасосного оборудования с помощью реагентов производства ООО «ФЛЭК» // Инженерная практика. – 2016. – № 4. – С. 18–25.
7. Дунаев Н.П. Ликвидация отложения солей при эксплуатации скважин / Н.П. Дунаев, Н.С. Маринин, Г.М. Ярышев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 10. – С. 51–54.
8. Желонин П.В. Применение ингибитора комплексного действия – первый опыт ТНК-ВР / П.В. Желонин, А.В. Арчиков, С.Б. Якимов, И.Г. Ключин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 82–85.

9. Исангулов, А.К. Разработка методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин в Западной Сибири (на примере ОАО «Черногорнефть»): дис. ... канд. тех. наук.: 25.00.17. / А.К. Исангулов. – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 1999. – 119 с.

10. Люшин С.Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, в призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С.Ф. Люшин, А.А. Глазков, Г.В. Галеева и др. // Обзорная информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИО-ЭНГ, 1983. – 100 с.

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

актуальность темы КП, цель и задачи; геолого-физическая характеристика месторождения; физико-химические свойства нефти; анализ работы фонда скважин, оборудованных штанговыми насосными установками; причин отказов работы УСШН; предложения по выбору оптимальных методов борьбы с осложнениями при эксплуатации УСШН; технологические показатели работы скважин; экономические показатели проекта.

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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект студенту Института нефти и газа им. М.С. Гущериева
Ф.И.О. _____
группа: _____

1. ТЕМА КП: «Анализ работы насосного оборудования в скважинах после ГРП на ... месторождении»

2. Исходные данные к КП:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработкиместорождения,
- техническая и патентная литература по теме КП;

3. СОДЕРЖАНИЕ:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1. Геолого-физическая характеристики ... месторождения. 1.2. Свойства и состав нефти, газа и воды. 1.3. Осложняющие факторы геологического строения разреза ... залежи ... месторождении.

Выводы по геологическому разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Состояние эффективности ГРП на ... месторождении. 2.2. Анализ эксплуатации скважин с гидроразрывом пласта на ... месторождении. 2.2.1. Методы освоения скважин после ГРП. 2.2.2. Подбор насосного оборудования и режима работы для реализации потенциального дебита скважины. 2.2.3. Средняя наработка на отказ (СНО) скважин после ГРП. 2.2.4. Анализ причин отказа скважинного оборудования. 2.3. Литературный обзор известных решений по теме работы. 2.4. Общие сведения и обобщение опыта эксплуатации скважин после ГРП. 2.5. Предложения по повышению эффективности эксплуатации скважин после ГРП на ... месторождении. 2.6. Расчет технологической эффективности при реализации проектируемых технических решений 2.7. Обеспечение требо-

ваний промышленной безопасности при проведении предлагаемых решений. Выводы по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бобков Д.О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения // Электронный научно-практический журнал «Современные научные исследования и инновации». – 2017. – № 7. – URL: <http://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111> (дата обращения: 07.02.2019).
2. Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Антонов М.С., Аржиловский А.В. Оценка влияния технологии ГРП на выработку запасов нефти участка залежи // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 64–68.
3. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 415 с.
4. Изюмова А.М. Гидравлический разрыв пласта на промыслах Грозного [Текст]. – Грозный: Чеч.-Инг. кн. изд-во, 1959. – 70 с.
5. Исламов Д.Э. Интенсификация скважин гидроразрывом пласта / Исламов Д.Э., Чуکلанова С.П., Куш И.И. // Сб. трудов каф. РЭГКМ, 2009. – С. 125–130.
6. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 37 с.
7. Каневская Р.Д., Дияшев И.Р., Некипелов Ю.В. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 92–98.
8. Мищенко И.Т. «Скважинная добыча нефти»: Учебное пособие для вузов. – М: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
9. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин. – Москва: НЕДРА, 2003. – 362 с.
10. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти / РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – Москва, 2002. – 823 с.
11. Расчеты в технологии и технике добычи нефти [Текст]: учеб. пособие для нефт. вузов и фак. / К.Г. Оркин, А.М. Юрчук. – Москва: Недра, 1967. – 380 с.

12. Фархутдинова М.Х. Анализ влияния геолого-технологических параметров скважин и процесса гидравлического разрыва пласта на его эффективность // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 3. – С. 33–64. – URL:http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p3348_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. Шматова В.Ф. – М.: Недра, 1999.
14. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / пер. И.И. Вафин; ред. А.Г. Загуренко. – М. – Ижевск: Изд-во. ИКИ, 2007. – 236 с.
15. Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Маркова Р.Г. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений // Научное обозрение – 2014. – № 4. – С. 38–42.
16. Юсифов Т.Ю. Повышение эффективности доизвлечения запасов с применением гидроразрыва на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореферат дис. ... на соиск. учён. ст. канд. техн. Наук. – Уфа: ИПТЭР, 2014.
17. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Изд. 3-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. – Москва: Альянс, 2014. – 453 с.
18. Справочник нефтяника / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т; авт.-сост.: Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. – 2-е изд., доп. и перераб. – Уфа: Тау, 2005. – 270 с.
19. Юрчук А.М., Истомина А.З. Расчеты в добыче нефти. / 2-е изд., стер., Перепечатка с изд. 1979 г. – Москва: Недра, 2000. – 270 с.
20. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов и др.; под ред. К.Р. Уразакова. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672 с.

4. Перечень графического материала, выносимого на защиту:

актуальность темы 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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

Ф.И.О. _____

группа: _____

**Тема КП: «Анализ методов воздействия на продуктивный пласт с целью
повышения производительности скважин ... месторождения».**

1. Исходные данные:

- геолого-промысловая информация;
- действующий проектный технологический документ разработки;
- техническая и патентная литература по теме КП;
- промысловая информация для расчета эксплуатационных затрат.

2. Содержание:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

- 1.1. Геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения.
1.2. Физические свойства нефти, газа, воды. 1.3. Осложняющие геолого-физические факторы разработки месторождения. Выводы по геологическому разделу.

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

- 2.1. Краткая характеристика состояния разработки (объекта, месторождения).
2.2. Основные причины снижения продуктивности скважин. 2.3. Анализ эффективности применяемых методов воздействия на продуктивный пласт для повышения производительности скважин ... месторождения. 2.4. Перспективы применения методов воздействия на ПЗП для повышения производительности скважин на месторождении. 2.5. Литературный обзор известных решений по теме работы. 2.6. Обоснование выбора метода (технологии) воздействия на ПЗП. 2.7. Подбор скважин для реализации предлагаемого метода обработки ПЗП. 2.8. Планирование проведения предлагаемой технологии обработки скважин.

- 2.9. Определение технологической эффективности предлагаемых мероприятий.
2.10. Обеспечение требований промышленной безопасности при проведении планируемых работ. Выводы по технологическому разделу.

III. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

- 3.1. Краткое изложение эффективности предлагаемых решений; 3.2. Исходные данные для расчета экономических показателей; 3.3. Расчет экономических показателей. Выводы по разделу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

4. Перечень графического материала, выносимого на защиту:

актуальность темы КП, цель и задачи; геолого-физическая характеристика объектов ... месторождения; анализ эффективности применяемых методов воздействия на продуктивный пласт; обоснование выбора метода (технологии) воздействия; характеристика скважин для реализации предлагаемого метода обработки ПЗП; технологические и экономические показатели предлагаемых решений.

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
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность
21.03.01.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

ЗАДАНИЕ

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

1. Тема КП: «Анализ применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации на ... месторождении»

2. Исходные данные:

- геолого-промысловая информация;
- дополнение к проекту разработки ... месторождения;
- литературный обзор по теме КП.

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 по объектам разработки и месторождению в целом. 2.1.2. Состояние выработки запасов по объектам разработки. 2.2. Результаты внедрения оборудования ОРЭ на месторождении. 2.2.1. Виды оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти. 2.2.3. Состояние и динамика средней наработки на отказ (СНО) оборудования ОРЭ. 2.3. Анализ причин отказа используемого оборудования. 2.4. Проводимые мероприятия по повышению СНО оборудования ОРЭ. 2.5. Литературный обзор по теме курсовой работы. 2.6. Предложение мероприятий по повышению эффективности работы скважин с оборудованием ОРЭ. 2.7. Оценка технологической эффективности применения предлагаемых меро-

приятый. 2.8. 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: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Барышников Андрей Владимирович; [Место защиты: С.-Петербург. гос. гор. ун-т]. – Санкт-Петербург, 2011. – 219 с.
2. Билалова Г.А. Применение новых технологий в добыче нефти / Г.М. Билалова – Волгоград. Издательский дом "Ин-Фолио", 2009. – С. 36–59.
3. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений – М.: Недра, 1975. – 145 с.
4. Вахитов Г.Г., Максимов В.П., Булгаков Р.Т. и др. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения. – М.: Недра, 1982. – 229 с.
5. Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов. – М.: Недра, 1984. – 208 с.
6. Дияшев Р.Н. Особенности разработки многопластовых объектов / А.М. Шавалиев, В.Т. Владимиров и др. // Обзорная информация. Серия "Нефтепромышленное дело". – М., ВНИИОЭНГ. 1987. – Вып. 11. – 64 с.
7. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баганов М.Н. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: ВИНТИ, 2004. – 520 с.
8. Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С., Огнев А.А. и др. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. – М.: "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. – 91 с.
10. Максutow Р.А., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 231 с.
11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов по спец. "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления

подгот. спец. "Нефтегазовое дело" рек. МО РФ / И. Т. Мищенко. – 2-е изд., испр. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.

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

13. Мусин М. М., Липаев А. А., Хисамов Р. С. Разработка нефтяных месторождений: учеб. пособие / ГБОУ ВО "Альметьевский государственный нефтяной институт". – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. – 485 с.

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

15. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов по спец. "Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений" рек. МО СССР / В.И. Щуров. – Изд. 2-е, стер., перепечатка с изд. 1983 г. – М.: Альянс, 2005. – 509, [1] с.

4. Перечень графического материала, выносимого на защиту:

актуальность темы КП, цель и задачи; геолого-физические характеристики объектов разработки, показатели разработки объектов; используемые схемы компоновки для ОРЭ; показатели работы с оборудованием СРЭ; технологической эффективности применения предлагаемых мероприятий таблица сравнения экономических показателей.

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 добыче нефти на скважинах нефтяного месторождения)»

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 табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономических показателей

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

3.3. Расчет экономических показателей проекта

Рассчитаем эксплуатационные затраты:

1. Энергетические затраты на извлечение дополнительной жидкости:

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

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

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

2. Сбор и транспортировка дополнительно добытой жидкости:

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

где $P_{\text{сбт}}$ – 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:

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

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

6. Балансовая прибыль или прибыль до налогообложения (условно)

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

где V_t – выручка от реализации продукции; T_t – эксплуатационные затраты; $N_{\text{ндпи}}$ – 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.

$$P_{\text{ч}} = P_t - P_t \cdot 0,20, \quad (8)$$

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

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

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

Сведем основные технико-экономические показатели в таблицу 2.

Таблица 2

Технико-экономические показатели

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

Проведенный экономический анализ позволит судить об экономической эффективности проекта, что наряду с его технологической эффективностью 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.

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

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

Учебное издание

Составители:

Борхович Сергей Юрьевич
Драчук Владимир Ростиславович
Полозов Михаил Брониславович
Волохин Евгений Аркадьевич
Трефилова Татьяна Валериевна
Латыпов Ринат Гаязович
Епифанов Юрий Геннадьевич

**Методические указания
по выполнению курсового проекта
по дисциплине «Скважинная добыча нефти»
для студентов направления подготовки бакалавров 21.03.01
Нефтегазовое дело, направленность
«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».**

*Авторская редакция
Компьютерная верстка: Ю.Н. Небрачных*

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