

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева
Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к выполнению курсового проекта
по дисциплине: «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»**

для студентов направления подготовки
21.03.01 – «Нефтегазовое дело»



Ижевск
2018

УДК 622.32(075.8)
ББК 33.13р30
М545

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент:

Управляющий директор ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» К.Б. Русанов.

Сафронов С.И., Трефилова Т.В.

М 545. Методические указания к выполнению курсового проекта
по дисциплине: «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»
для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
– Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2018. – 42 с.

ISBN 978-5-4312-0644-3

Методические указания включают рекомендации по структуре и содержанию курсового проекта бакалавра.

Приводятся требования к оформлению, порядок представления и защиты курсового проекта.

Рекомендуются для студентов направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», профиль 21.03.01.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин» очной и заочной форм обучения Института нефти и газа им. М.С. Гуцериева.

ISBN 978-5-4312-0644-3

УДК 622.32(075.8)
ББК 33.13р30
© Т.В. Трефилова, 2015
© ФГБОУ ВПО «Удмуртский
государственный университет», 2018

Содержание

Введение.....	3
1. Общие положения по организации и выполнению курсового проекта.....	4
2. Содержание курсового проекта.....	6
2.1. Введение.....	6
2.2. Геологический раздел.....	9
2.3. Технологический раздел.....	20
2.4. Список использованной литературы.....	39
Приложения.....	39
3. Оформление курсового проекта.....	39
4. Защита курсового проекта.....	40
5. Список рекомендуемой литературы.....	41
6. Приложения.....	44

Перечень используемых условных обозначений, сокращений, терминов

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ПБ в НГП – правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

ПВО – противовыбросовое оборудование

СБТ – стальные бурильные трубы

СПО – спускоподъемные операции

ТБПВ – трубы бурильные с приваренными замками с высадкой концов внутрь

ТБПК - трубы бурильные с приваренными замками с комбинированной
высадкой концов

ТБПН - трубы бурильные с приваренными замками с высадкой концов наружу

УБТ – утяжеленные бурильные трубы

Введение

Настоящие методические указания устанавливают регламентированные требования к структуре и правилам оформления курсовых проектов (далее КП), выполняемых студентами направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», профиль 21.03.01.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин» (БНГС), в соответствии с методическими рекомендациями по выполнению и оцениванию курсовых работ (проектов) студентов, обучающихся по программе высшего образования (программам бакалавриата, специалитета, магистратуры) в удмуртском государственном университете, рекомендованных на заседании Учебно-методического совета (протокол №2 от 25 апреля 2018 г.)

Целью методических указаний является формирование у студентов комплекса знаний по вопросам подготовки и защиты КП.

КП должен быть преимущественно ориентирован на знания, полученные в процессе освоения дисциплин профиля, а также в процессе прохождения студентом производственной практики. Процесс подготовки и защиты КП показывает уровень профессиональной эрудиции студента, его подготовленность, владение умениями и навыками профессиональной деятельности.

При составлении данных методических указаний были приняты во внимание опыт и методическое обеспечение ВУЗов нефтегазового профиля.

Задачи методических указаний: систематизация, закрепление, углубление и расширение приобретенных обучающимся знаний, умений и навыков по учебным дисциплинам (модулям); овладение методами научных исследований; овладение современными методами поиска, обработки и использования информации; овладение умением представлять и защищать свою работу.

В результате выполнения курсового проекта формируются навыки самостоятельного творческого решения профессиональных задач, формирование компетенций (общекультурных, общепрофессиональных, профессиональных)

1. Общие положения по организации и выполнению КП

Целью подготовки курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» является:

- систематизация и углубление теоретических знаний, полученных в ходе изучения междисциплинарного курса;
- формирование навыков их практического применения;
- выбор и обработка методик расчетов, связанных с бурением глубоких скважин и бурением боковых стволов;
- развитие индивидуальной исследовательской деятельности;
- выработка навыков аналитической работы и опыта презентации полученных результатов;
- подготовка к выполнению выпускной квалификационной работы.

Курсовой проект должен быть выполнен на высоком теоретическом уровне и свидетельствовать о готовности студента к практической деятельности. Каждый студент получает задание на курсовое проектирование перед прохождением производственной практики. Одновременно с прохождением практики студент обязан собрать по месту практики всю информацию и материалы для квалифицированного решения поставленной задачи, руководствуясь методическими указаниями и консультациями руководителей практики и проекта. Систематические консультации в течение семестра позволяют выполнить проект на достаточно высоком уровне и представить его к защите в установленный срок. При выполнении проекта студенту предоставляется возможность проявить свои творческие способности, разработать новые технологии решения и практические мероприятия по внедрению новой техники технологии бурения. Курсовой проект – комплексная самостоятельная работа студента, главной целью и содержанием которой является всесторонний анализ по одному из новых вопросов теоретического или практического характера по профилю специальности. Тематика курсового проекта определяется кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин». Студентам предоставляется право выбора темы проекта. Студент может предложить свою тему, название которой при необходимости будет уточнено научным руководителем. Подготовка КП должна осуществляться преимущественно на конкретных материалах предприятия, являющегося базой производственной практики. Заведующий кафедрой, обеспечивающей научное руководство КП:

- согласует и формирует перечень актуальных тем КП;
- осуществляет функции координации, контроля и методического обеспечения деятельности преподавателей, осуществляющих научное руководство курсовых проектов;
- осуществляет контроль выполнения КП на кафедре;
- принимает решение о допуске КП;
- обеспечивает своевременную передачу допущенных к защите выпускных квалификационных работ и прилагаемых к ним материалов в соответствующие государственные аттестационные комиссии.

Руководитель КП непосредственно организует и контролирует выполнение студентами КП. В его обязанности входят:

- разработка индивидуального плана-задания выполнения КП;
- проведение консультаций по вопросам методики подготовки и анализа промышленных данных, написания и защиты КП, а также по вопросам ее структуры и содержания;
- контроль процесса выполнения графика КП и своевременного представления работы на кафедру;
- составление письменного отзыва научного руководителя КП.

Руководитель КП несет ответственность за обеспечение соответствия подготовленного к защите КП установленным требованиям.

КП имеет своей целью:

- закрепление, систематизацию полученных в период изучения дисциплины «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» теоретических и практических знаний, применение их при решении проектных, научных и технологических задач строительства нефтяных и газовых скважин;

- выявление подготовленности студентов для самостоятельной работы в условиях современных производственных процессов нефтяной и газовой промышленности.

Исходными материалами к выполнению КП являются материалы, собранные студентом в период прохождения производственной практики. Название общей части – «Технология строительства скважин на месторождении (площади, районе)». Название месторождения (площади, района) выбирается студентом после согласования с кафедрой. Ознакомление с темами КП осуществляется в течении 3-х дней, а утверждаются темы в течении недели.

Пример названия КП: «Технология строительства скважин на территории/название/».

При оформлении КП необходимо использовать «Методические указания по оформлению контрольной работы, курсовой работы (проекта), выпускной квалификационной работы» [25]. Дата представления КП на кафедру – за 5 дней до защиты.

Успешное выполнение КП во многом зависит от четкого соблюдения установленных сроков и последовательного выполнения отдельных этапов работы.

Защита КП производится в форме доклада.

2. Содержание КП

Примерная структура КП:

1. Титульный лист, оформленный в соответствии с приложением.

2. Содержание.

3. Перечень используемых условных обозначений, сокращений, терминов.

4. Введение.

5. Геологический раздел:

- литолого-стратиграфическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины;

- градиенты давлений и температура по разрезу;

- нефте-, газо-, водоносность;

- возможные осложнения;

- характеристика вскрываемых пластов;

- отбор керна и шлама;

- геофизические исследования.

6. Технологический раздел:

- конструкция скважины;

- профиль ствола скважины;

- буровые растворы;

- углубление скважины.

7. Список использованной литературы.

8. Приложения.

Основной раздел должен составлять не менее 80% от общего объема КП.

Ниже приводятся рекомендации по составлению отдельных разделов КП бакалавра.

2.1. Введение

Во введении формулируется актуальность и цель выполняемой работы, обосновывается назначение темы проекта.

Приводятся основные сведения о районе буровых работ: месторождение, площадь, предприятие, производящие буровые или ремонтные работы, назначение скважин, проектная глубина, проектный горизонт, способы бурения, профиль ствола скважины (таб. 1. таб.2.).

Рассматриваются основные исходные материалы, используемые при выполнении КП.

Таблица 1

Общие сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
1 Наименование площади (месторождения)	
2 Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	
- максимальная летняя	
- минимальная зимняя	
3 Среднегодовое количество осадков, м	
4 Максимальная глубина промерзания грунта, м	
5 Продолжительность отопительного периода в году, сут.	
6 Преобладающее направление ветра	
7 Наибольшая скорость ветра, м/с	
8 Сведения о площадке строительства и подъездных путях:	
- рельеф местности	
- состояние грунта	
- толщина снежного покрова, м	
- характер растительного покрова	
9 Характеристика подъездных дорог	
- протяженность, км	
- характер покрытия	
- высота насыпи, м	
10 Источник водоснабжения	
11 Источник электроснабжения	
12 Средство связи	
13 Источник карьерных грунтов	

Таблица 2

Основные проектные данные

Наименование	Значение
1	2
1. Номер района строительства скважины (или морской район) 2. Номера скважин, строящихся по данному проекту 3. Площадь (месторождение) 4. Расположение (суша, море) 5. Глубина моря на точке бурения, м 6. Цель бурения и назначение скважины 7. Проектный горизонт 8. Проектная глубина, м по вертикали по стволу 9. Число объектов испытания в колонне в открытом стволе 10. Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая) 11. Тип профиля 12. Азимут бурения, град 13. Максимальный зенитный угол, град 14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м 15. Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м 16. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м 17. Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	
18. Категория скважины 19. Металлоемкость конструкции, кг/м 20. Способ бурения 21. Вид привода 22. Вид монтажа (первичный, повторный) 23. Тип буровой установки 24. Тип вышки 25. Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ) 26. Номер основного комплекса бурового оборудования 27. Максимальная масса колонны, т обсадной буровой суммарная (при спуске секциями) 28. Тип установки для испытаний 29. Продолжительность цикла строительства скважины, сут. в том числе: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление испытание, всего в том числе: в открытом стволе в эксплуатационной колонне 30. Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	

2.2. Геологический раздел

В этом разделе КП освещаются и детализируются все особенности и условия проведения буровых работ на площади (месторождении), приводится геологическая характеристика района работ в следующем порядке.

- Тектоника. Приводятся данные по тектоническому строению геологического разреза месторождения (носит описательный характер).
- Литолого-стратиграфическая характеристика. В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины (таблица 3).
- Коллекторские свойства продуктивных пластов. Пористость, трещинноватость, проницаемость, гидропроводность (таблица 3).
- Нефтегазоводоносность. Приводятся данные по физико-химическим свойствам пластовых флюидов (таблицы 5-7).
- Градиенты давления. Пластовые (поровые) давления, давления гидравлического разрыва пластов (ГРП), изменение температуры по разрезу скважины (таблица 4).
- Осложнения: осыпи, обвалы, поглощения. Интервалы возможных осложнений процесса бурения или ремонта скважин, характеристика условий возникновения на основе статистических данных для наиболее представительных на разбуриваемых и эксплуатирующихся площадях условий (таблица 9-13).
- Исследовательские работы в скважинах. Планируемые интервалы отбора керна, шлама, используемый комплекс геофизических исследований, интервалы испытания (освоения) пластов в процессе бурения и в колонне (таблицы 14-25)

Основные данные по геологическому разрезу скважины рекомендуется представлять в виде таблиц, которые соответствуют требованиям макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.

Таблица 3

Литолого-стратиграфическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Стратиграфические подразделения		Глубина залегания, м			Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)	Коэффициент кавернозности в интервале
название	индекс	от (кровля)	до (подошва)	мощность (толщина)	угол	азимут	краткое название	процент в интервале		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение таблицы 3

Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленосность, %
12	13	14	15	16	17

Окончание таблицы 3

Сплошность породы	Твердость, МПа	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Па	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
18	19	20	21	22	23	24	25

Таблица 4

Градиенты давлений и температура по разрезу

Глубина определения давления, м	Градиенты				
	пластового давления, (МПа/м)·10 ²	порового давления, (МПа/м)·10 ²	гидроразрыва пород, (МПа/м)·10 ²	горного давления, (МПа/м)·10 ²	геотермический, °С/100м
1	2	3	4	5	6

Таблица 5

Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, мПа · с	Содержание, % по весу		Свободный дебит, м ³ /сут
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации		серы	парафина	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Окончание таблицы 5

Параметры растворенного газа					
газовый фактор, м ³ /м ³	содержание, %		относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
	сероводорода	углекислого газа			
11	12	13	14	15	16

Таблица 6

Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 7

Водоносность

Индекс стратиг- ра фического подразделения	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая прони- цаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Химический состав воды в мг- эквивалентной форме					
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы		
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Окончание таблицы 5

Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый ГКН – гидрокарбонатнонатриевый ХЛМ – хлормagneиный ХЛК – хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)
14	15	16

Таблица 8

Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (МПа/м)·10 ²		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 9

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	плотность, кг/м ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость		
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 10

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 11

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват			
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м ³	водоотдача, см ³ /30мин	смазывающие добавки (название)
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 11

Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
9	10

Таблица 12

Текущие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, кг/м ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6

Таблица 13

Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

Таблица 14

Характеристика вскрываемых пластов

Индекс пласта	Интервал залегания, м		Тип коллектора	Тип флюида	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент газо-, конденсато-, нефтенасыщенности	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности	Толщина глинистого раздела флюид-вода, м
	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 15

Отбор керна и шлама

Отбор керна				Отбор шлама		
интервал, м			технические средства	интервал, м		частота отбора
от (верх)	до (низ)	метраж отбора керна		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 16

Геофизические исследования

Наименование исследования	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово- геофизическая партия		Номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 17

Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции (испытание, опробование)	глубина нижней границы объекта, м	количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 18

Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3

Таблица 19

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 19

Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (раствор-вода), смена раствора на нефть (раствор-нефть), смена воды на нефть (вода-нефть), аэрация (аэрация), понижение уровня компрессорами (компрессор)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
				максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, кг/м ³
9	10	11	12	13	14

Таблица 20

Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта (снизу вверх) (см. табл. 17)	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая снарядная, гидropескоструйная, гидророструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидropескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	плотность, кг/м ³								диаметр, мм	количество, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 21

Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта (снизу вверх) (см. табл. 17)	Название процесса: солянокислотная обработка, обработка керосинокислотная, эмульсионная установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений, закачка изотопов и др. операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °C	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 22

Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 18)	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторное понижение уровня азацией; теперный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста и др. дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5

Таблица 23

Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 18)	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 24

Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, кг/м ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газобразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье, МПа	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установ ки, м	тип	плотность, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 25

Промыслово-геофизические исследования

Наименование работ	Вертикальная скважина	
	масштаб	интервал, м
1	2	3

2.3. Технологический раздел

В технологическом разделе КП необходимо охарактеризовать конструкцию скважины, используемые способы бурения, типы и модели породоразрушающего инструмента, типы и параметры очистных агентов (буровых промывочных жидкостей), компоновки бурильной колонны для различных интервалов бурения. В случае бурения наклонно-направленных скважин необходимо дать характеристику профиля ствола скважины.

Технологическую часть КП рекомендуется излагать в следующем порядке.

2.3.1. Конструкция скважины

Дается характеристика конструкции скважин, реализуемая при строительстве скважин в районе буровых работ - число и глубина спуска обсадных колонн, их диаметры и диаметры долот по глубине, конструкция призабойной зоны скважин, интервалы цементирования и перфорации.

Строится совмещенный график градиентов пластовых, поровых давлений, гидроразрыва пород и давления гидростатического столба бурового раствора. По данным совмещенного графика давлений и предполагаемым зонам осложнений определяются интервалы крепления скважины (таблицы 26-31).

Таблица 26

Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 27

Совмещенный график давлений

Глубина, м	Индекс стратиграфического подразделения	Литология	Давление, кгс/см ²		Характеристика давлений пластового (порового) и гидроразрыва пород. Эквивалент градиента давлений								Глубина спуска колонны, м	Плотность бурового раствора, г/см ³
			пластовое, Р _{пл}	гидроразрыва, Р _{гр}	0,8	0,9	1,0	1,1	2,0	2,1	2,2	2,3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 28

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м
		от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6

Окончание табл. 28

Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Глубина забоя при повороте секции, установке надставки или заменяющей, м	Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)		
7	8	9	10	11	12

Таблица 29

Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	интервал установки одноразмерной части, м		ограничение на толщину стенки не более, мм	соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		количество типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 30

Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3

Таблица 31

Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6

Расчет глубины спуска кондуктора

Минимально-необходимую глубину спуска кондуктора определяют исходя из условий предотвращения гидроразрыва пород в необсаженном стволе скважины при закрытии устья в случае нефтепроявления:

Расчет производится из соотношения:

$$\frac{0,95 \times 0,1 \times \rho_n \times H_k}{(P_{пл} - 0,1 \times (L - H_k) \times 1,05)} \quad (1)$$

Откуда следует, что:

$$H_k = \frac{10 \times P_{пл} - \rho_f \times L_{пл}}{0,905 \times \rho_n - \rho_f} \quad (2)$$

где:

ρ_n – нормальное уплотнение горных пород, г/см³;

H_k – расчетная глубина спуска колонны, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление, кгс/см²;

ρ_f – плотность флюида, г/см³;

L – глубина кровли пласта, м

Обоснование диаметров долот

Диаметр долот по интервалам бурения под указанные обсадные колонны определяется в соответствии с учетом особенностей геологического разреза. Величина минимальных радиальных зазоров между стенкой скважины и муфтой обсадной колонны определяется по формуле (3):

$$D_d = D_m + 2 \Delta \quad (3)$$

где

D_d - диаметр долота, мм;

D_m - диаметр муфты обсадных труб, мм,

Δ – минимально необходимый радиальный зазор для свободного прохода колонны в скважину при спуске, мм.

Таблица 32

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	114-127	140-168	178-194	219-245	273-299	324-351	>377
Радиальный зазор Δ , мм	7-10	10-15	15-20	20-25	25-30	30-40	40-50

2.3.2. Профиль ствола скважины

Тип профиля обосновывается исходя из требований эксплуатации скважин. В случае проводки наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием, бурения дополнительных (боковых) стволов производится характеристика профиля с учетом опыта строительства таких скважин в рассматриваемом районе работ. Характеристика профиля ствола скважины представляется поинтервально в таблице и в виде рисунка. Приводятся допустимые отклонения от проектных положений точек вскрытия продуктивных пластов. Построение профиля скважины производится с помощью компьютерных программ.

2.3.3. Буровые растворы

Приводятся требования к буровым промывочным жидкостям, обоснование используемых типов и параметров (технологических регламентов) очистного агента (бурового раствора) для всех интервалов бурения. Обоснование ведется в расчете на предупреждение осложнений процессов проводки скважины и обеспечение безаварийного производства проводимых работ в стволе скважины, включая опробование и освоение продуктивных горизонтов.

Приводится компонентный состав бурового раствора, поинтервальный расчет необходимого количества бурового раствора и его компонентов, технология и средства очистки. Расчетные данные заносятся в таблицы 33-39.

Обоснование плотности применяемых буровых растворов

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, а в интервалах содержащих напорные пласты - создания столбом раствора гидростатического давления на забой, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважины

В соответствии с ПБ в НПП рассчитывается минимально допустимая плотность бурового раствора из условия создания столбом раствора гидростатического давления на забой скважины при вскрытии продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

Максимально допустимая плотность бурового раствора рассчитывается из условия - противодавление на горизонты не должно превышать пластовые давления на 1,5 МПа для скважин глубиной до 1200 м и 2,5 - 3,0 МПа для более глубоких скважин.

Расчёт плотности раствора:

$$\rho = \frac{100 P_{пл} K}{H} \quad (4)$$

где: $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

K – коэффициент запаса ($K=1,10$ для скважин глубиной до 1200 м, $K=1,05$ для скважин глубиной свыше 1200 м);

H – глубина по вертикали кровли продуктивного пласта или глубина скважины, м.

Таблица 33

Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора					
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, Па через, мин		корка, мм
						1	10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание табл. 33

Параметры бурового раствора							
Содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, г/л	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па	плотность до утяжеления, г/см ³
Коллоидной, (активной) части	песка	всего					
10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 34

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (ДА) НЕТ)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 35

Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления (

Таблица 36

Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер разделяющей спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 37

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
			плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 38

Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т										
		номера колонн										суммарная на скважину
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 39

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель; 4 – 3+центрифуга	интервал, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7

2.3.4. Углубление скважины

В этом подразделе приводятся способы бурения скважин, типомодели долот и бурильных головок, режимы бурения (осевая нагрузка, расход бурового раствора, частота вращения), используемые поинтервально при строительстве скважин на данной площади (месторождении).

Дается характеристика используемых типоразмеров забойных двигателей, керноотборных устройств.

Поинтервально приводится выбор и расчет компоновок низа бурильных колонн (КНБК).

При этом отражаются тенденции совершенствования технологии бурения скважин с целью достижения оптимальных (для данных условий) показателей бурения.

Производится оценка правильности выбора используемой буровой установки, противовыбросового оборудования (ПВО), приводится схема его обвязки.

Указывается число и режимы работы буровых насосов, гидравлические показатели промывки скважины, обосновывается и выбирается система очистки бурового раствора с учетом природоохранных требований бурения скважин в рассматриваемом районе работ. Расчетные данные заносятся в таблицы 40-49.

Расчет утяжеленных бурильных труб (УБТ)

Расчет УБТ сводится к определению их диаметра и длины. Диаметр УБТ определяют, исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости в данных условиях бурения, а длину – в зависимости от нагрузки на долото. Отношение диаметра УБТ к диаметру ствола скважины должно быть возможно большим (0,75-0,85 для долот диаметром до 295,3мм, 0,65-0,75 диаметром свыше 295,3мм), но не более диаметра забойного двигателя. В зависимости от диаметра долота и условий бурения выбирают диаметр УБТ.

Подобрав диаметр УБТ, выбирают диаметр бурильных труб. Отношение диаметра бурильных труб к диаметру УБТ должно быть не менее 0,70÷0,75.

$$\frac{D_{бт}}{D_{УБТ}} \geq 0,70 \div 0,75 \quad (5)$$

Рассчитывают длину УБТ для вертикальных и наклонных скважин:

$$l_{УБТ} = \frac{1,25P_{Дол}-G}{q_{УБТ}}, \quad (6)$$

где:

$l_{УБТ}$ – длина УБТ, м;

$P_{Дол}$ – нагрузка на долото, МН;

$q_{УБТ}$ – вес 1 м УБТ, МН;

G – вес забойного двигателя, МН.

Расчет стальных бурильных труб (СБТ)

Для СБТ существуют следующие группы прочности: Д,К,Е,Л,М,Р,Т,У. Стандартом предусмотрено изготовление труб двух типов: с высаженными внутрь или наружу концами, с высаженными внутрь или наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. Соединение замка с трубой предусмотрено по трубной конической или трапецеидальной резьбе.

В настоящее время в основном используются СБТ с приваренными замками, изготовленные по ГОСТу Р 50278-92 «Трубы бурильные с приваренными замками. Технические условия». Замки к трубам изготавливают по ГОСТу 27834-88 «Замки приварные для бурильных труб. Технические условия».

Обозначение труб с тремя типами приваренных высаженных концов:

ПВ – с внутренней высадкой,

ПН – с наружной высадкой,

ПК – с комбинированной высадкой внутрь и наружу.

конический заплечик под элеватор, а также с правой или левой резьбой.

Расчёт бурильных колонн при бурении с использованием забойного двигателя

Если колонна одноразмерная (одного диаметра), то допускаемую глубину спуска колонны, составленную из труб с одинаковыми толщиной стенки и группой прочности материала, определяют по формуле:

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{УБТ}} + G) * \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - (p_0 + p_{\text{п}})/F_k}{k q_{\text{БТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)} \quad (7)$$

где:

$l_{\text{доп}}$ – допускаемая глубина спуска колонны, составленной из труб с одинаковой толщиной стенки и группой прочности материала, если колонна одноразмерная (одного диаметра), м;

Q_p – допустимая растягивающая нагрузка для труб нижней секции, МН;

k – коэффициент, учитывающий влияние трения, сил инерции и сопротивления движению раствора (принимается равным 1,15);

$Q_{\text{УБТ}}$ – вес УБТ, МН;

$\rho_{\text{б.р.}}, \rho_{\text{м}}$ – плотности бурового раствора и материала труб, г/см³;

$p_0, p_{\text{п}}$ – перепады давления на долоте и турбобуре, МПа;

F_k – площадь проходного канала трубы, м²;

$q_{\text{БТ}}$ – вес 1 м бурильной колонны, МН;

G – вес забойного двигателя, МН.

$Q_p = \sigma_{\text{т}} F_{\text{тр}} / n$, где:

$\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала труб, МПа;

$F_{\text{тр}}$ – площадь сечения, м²;

n – коэффициент запаса прочности (принимается равным 1,3 для нормальных условий бурения и 1,35 для осложнённых).

$$Q_p = Q_{\text{пр}} / n \quad (8)$$

где:

$Q_{\text{пр}}$ – предельная нагрузка, МН.

$$q_{\text{БТ}} = \frac{q_1 l + q_2 + q_3}{l} \quad (9)$$

где:

q_1 – вес единицы длины гладкой трубы, МН;

q_2 – вес высаженных концов, МН;

q_3 – вес бурильного замка, МН;

l – длина трубы, м.

Общая длина колонны: $L = l_{\text{доп}} + l_{\text{УБТ}}$.

Если бурильная колонна состоит из труб разных диаметров, разных толщин стенок и групп прочности материала труб, то такая колонна называется многоразмерной или многоступенчатой. Например, двухступенчатая состоит в верхней части из труб большего диаметра, а в нижней – из труб меньшего диаметра. В данном случае длины секций нижней ступени определяются по формулам:

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{УБТ}} + G) * \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - \frac{p_0 + p_{\text{п}}}{F_k}}{k q_{\text{БТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)} \quad (10)$$

$$\text{и } l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k q_{\text{БТ}2} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)} \quad (11)$$

где:

Q_{p1}, Q_{p2} – допустимые растягивающие нагрузки для труб первой и второй секции, МН;

$q_{\text{БТ}2}$ – вес 1 м труб второй секции бурильной колонны, МН.

Длины первой и второй секций верхней ступени:

$$l_{m+1} = \frac{Q_{p(m+1)} - Q_{pm} - \frac{p_0 F'_k}{F_k}}{k q_{(m+1)} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)} \quad (12)$$

$$\text{и } l_{m+2} = \frac{Q_{p(m+2)} - Q_{p(m+1)}}{k q_{(m+2)} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right)} \quad (13)$$

где:

m – число секций труб нижней ступени;

Q_{pm} – допустимая нагрузка для труб последней секции нижней ступени, МН;

$Q_{p(m+1)}$, $Q_{p(m+2)}$ – допустимые нагрузки для труб первой и второй секций верхней ступени, МН;

F'_k – разность площадей проходных сечений труб нижних секций второй и первой ступеней бурильной колонны, м²;

q_{m+1} , q_{m+2} – вес 1 м труб первой и второй секций, МН.

$Q_{pm} = Q_{пр\ m}/n$; $Q_{p(m+1)} = Q_{пр(m+1)}/n$; $Q_{p(m+2)} = Q_{пр(m+2)}/n$.

Расчёт бурильных колонн при роторном способе бурения.

Расчёт на выносливость.

1. Переменные напряжения изгиба

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 E I f}{2 \cdot 10^6 L^2 W_{изг}} \quad (14)$$

E – модуль упругости, Н/см² ($E = 21 \cdot 10^6$);

I – осевой момент инерции сечения трубы, см⁴ ($I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$, где D и d – соответственно наружный и внутренний диаметр трубы, см);

f – стрела прогиба, см ($f = 0,5 (D_{скв} - D_3)$, причём $D_{скв}$ – диаметр скважины, см

($D_{скв} = 1,1 D_{дол}$); $D_{дол}$ – диаметр долота, см; D_3 – диаметр замка, см);

$W_{изг}$ – момент сопротивления высаженного конца в основной плоскости резбы, в опасном сечении трубы по пояску и по сварному шву, см³.

$$W_{изг} = \frac{\pi}{32} \frac{D_{нвк}^4 - d_{ввк}^4}{D_{нвк}^4} \quad (15)$$

$D_{нвк}$ – наружный диаметр высаженного конца, см;

$D_{ввк}$ – внутренний диаметр высаженного конца, см.

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{\frac{0,2 I \omega^2}{q}} \quad (16)$$

L – длина полуволны, м;

ω – угловая скорость вращения колонны, рад/с.

2. Постоянные напряжения изгиба

$$\sigma_m = 2\sigma_a \quad (17)$$

3. Коэффициент запаса прочности на выносливость

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_д}{\sigma_a + (\psi_\sigma)_д \sigma_m} \quad (18)$$

$(\sigma_{-1})_д$ – предел выносливости (в атмосфере), МПа.

Коэффициент запаса прочности на выносливость должен быть $n \geq 1,9$.

Расчёт на статическую прочность.

Расчёт на статическую прочность ведётся на совместное действие растягивающих и касательных напряжений.

Одноразмерная колонна.

1. Растягивающие напряжения (в МПа) задаются длиной первой (нижней) секции труб

$$\sigma_p = \frac{k (Q_{БТ} + Q_{УБТ}) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right) + p_0 F_k}{F_{тр}} \quad (19)$$

$Q_{БТ}$ – вес всех труб данной секции, МН.

2. Касательные напряжения (в Н/см²) для заданной секции

$\tau = M_{кр}/W_{кр}$,

$W_{кр}$ – момент сопротивления при кручении бурильной колонны, см³

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \left(\frac{D^4 - d^4}{D} \right) \quad (20)$$

$M_{кр}$ – крутящий момент, передаваемый бурильной колонне, Н * см

$$M_{кр} = 974000 \frac{N_B + N_D}{n \frac{30}{\pi}} \quad (21)$$

N_B – мощность, расходуемая на вращение бурильной колонны, кВт

$$N_B = 1,35 * 10^{-4} L D^2 \left(\frac{30n}{\pi} \right)^{1,5} D_{дол}^{0,5} \rho_{б.р.} \quad (22)$$

L – длина колонны, м; D – наружный диаметр бурильных труб, м; n – частота вращения бурильной колонны, рад/с; $D_{дол}$ – диаметр долота, м; $\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, г/см³; N_D – мощность, расходуемая на вращение долота, кВт.

$$N_D = c * 10^{-4} * 398 n D_{дол}^{0,4} P_{дол}^{1,3} \frac{30}{\pi} \quad (23)$$

c – коэффициент крепости пород (для мягких пород $c = 7,8$; для пород средней крепости $c = 6,95$; для крепких пород $c = 5,56$); $D_{дол}$ – диаметр долота, мм; $P_{дол}$ – нагрузка на долото, МН.

3. Коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений

$$n = \frac{\sigma_T}{\sqrt{\sigma_p^2 + 3\tau^2}} \quad (24)$$

или приближенно

$$n = \frac{\sigma_T}{1,04\sigma_p} \quad (25)$$

Для бурения вертикальных скважин должно быть $n = 1,4$ в нормальных условиях и $n = 1,45$ – в осложнённых условиях.

Если коэффициент запаса прочности не отвечает требуемым величинам, то изменяют длину секции или принимают трубы большей прочности. Затем задаются трубами второй секции, отличающимися большей прочностью, и проводят аналогичный расчёт.

Если необходимо определить длины секций труб при заданном коэффициенте запаса прочности, то, используя приближённую формулу, можно определить длины секций:

а) первая секция одноразмерной колонны

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - k Q_{убт} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m} \right) - p_0 F_k}{k q_1 \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m} \right)} \quad (26)$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_{пр1}}{1,04n} \quad (27)$$

б) вторая секция одноразмерной колонны

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k q_2 \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m} \right)} \quad (28)$$

$$Q_{p2} = \frac{Q_{пр2}}{1,04n} \quad (29)$$

Общая длина колонны: $L = l_1 + l_2 + l_{убт}$.

Многоразмерная колонна.

Расчёт труб меньшего диаметра проводят аналогично описанному выше. Затем переходят к другому, большему размеру труб. Длины секций труб второй ступени:

$$Q_{pm} = \frac{Q_m}{1,04n} \quad (30)$$

$$Q_{p(m+1)} = \frac{Q_{m+1}}{1,04n} \quad (31)$$

$$Q_{p(m+2)} = \frac{Q_{m+2}}{1,04n} \quad (32)$$

Гидравлический расчет промывки ствола скважины при бурении роторным и турбинным способами.

Гидравлический расчет сводится к определению потерь давления и к выбору необходимого типа буровых насосов. Давление, создаваемое буровым насосом, должно быть больше или равно потерям давления на преодоление гидравлических сопротивлений и гидростатических сил в циркуляционной системе скважины при прокачивании жидкости с заданным расходом Q (МПа)

$$\Delta P = K_3(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5), \quad (33)$$

где:

K_3 – коэффициент, учитывающий необходимость запаса давления на преодоление дополнительных сопротивлений при зашламовании скважин, образовании сальников и др. ($K_3 = 1,3 \div 1,5$),

P_1 – потери давления в бурильных и утяжеленных трубах, в ведущей трубе, в сальнике, в шланге, в поверхностной нагнетательной линии;

P_2 – потери давления на преодоление местных сопротивлений в соединениях бурильной колонны;

P_3 – потери давления в кольцевом пространстве скважины;

P_4 – потери давления на преодоление сопротивлений в долоте;

P_5 – перепад давления в забойном двигателе.

Определение потерь давления в бурильных трубах.

Определим режим течения бурового раствора в бурильных трубах:

$$Re = \frac{10\rho_{б.р.}v_{тр}d}{g(\eta + \frac{\tau_0 d}{6v_{тр}})}, \quad (34)$$

где:

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$v_{тр}$ – средняя скорость течения жидкости в трубах, м/с;

$$v_{тр} = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad (35)$$

d – внутренний диаметр бурильных труб, м;

η – структурная вязкость раствора, Н*с/м²;

τ_0 – ДНС, Н/м²;

Q – расход бурового раствора, м³/с;

d – внутренний диаметр бурильных труб, м;

При обобщенном критерии Рейнольдса $Re \leq 2300$ режим течения будет ламинарным, а при $Re > 2300$ – турбулентным.

Определим потери давления в бурильных трубах по формуле

$$P_{тр} = 8,26\lambda_{тр} \frac{Q^2(L-l_y)}{d^5} \rho_{б.р.} \quad (36)$$

где:

L – глубина скважины, м;

l_y – длина УБТ, м;

$\lambda_{тр}$ – безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений;

При турбулентном режиме $\lambda_{тр}$ определяется по формуле:

$$\lambda_{тр} = \frac{0,08}{\sqrt[3]{Re}}$$

При ламинарном режиме:

$$\lambda_{тр} = \frac{64}{Re} \quad (37)$$

Определим коэффициент потери давления в бурильных трубах:

$$a_{тр} = \frac{8,26\lambda_{тр}}{d^5} \quad (38)$$

Определение потерь давления в кольцевом пространстве.

Определим режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве:

$$Re = \frac{10\rho_{б.р.}v_{к.п.}(D_d-D)}{g(\eta + \frac{\tau_0(D_d-D)}{6\nu_{к.п.}})} \quad (39)$$

$v_{к.п.}$ – средняя скорость течения жидкости по кольцевому пространству, м/с;

$$v_{к.п.} = \frac{4Q}{\pi(D_d^2-D^2)} \quad (40)$$

D_d – диаметр скважины (долота), м;

D – наружный диаметр бурильных труб, м;

Q – расход бурового раствора, м³/с;

$$p_{к.п.} = 8,26\lambda_{к.п.}\rho_{б.р.} \frac{Q^2(L-l_y)}{(D_d-D)^3(D_d+D)^2} \quad (41)$$

При ламинарном течении:

$$\lambda_{к.п.} = \frac{80}{Re} \quad (42)$$

При турбулентном:

$$\lambda_{к.п.} = \frac{0,12}{\sqrt[7]{Re}} \quad (43)$$

При квадратичном режиме:

$$\lambda_{к.п.} = 0,025 \quad (44)$$

Коэффициент потерь давления в кольцевом пространстве:

$$a_{к.п.} = \frac{8,26\lambda_{к.п.}}{(D_d-D)^3(D_d+D)^2} \quad (45)$$

Определение потерь давления в УБТ.

Эти потери наиболее удобно определять по методу эквивалентных длин по формуле:

$$l_{э.у.} = \frac{l_y d^5}{d_y^5} \quad (46)$$

l_y – длина утяжеленных бурильных труб, м;

d – внутренний диаметр бурильных труб, см;

d_y – внутренний диаметр утяжеленных труб, см;

$$P_y = 8,26\lambda_{тр} \frac{Q^2 l_{э.у.}}{d^5} \rho_{б.р.} \quad (47)$$

Коэффициент потерь давления в трубах УБТ:

$$a_{УБТ} = \frac{8,26\lambda_{тр} l_{э.у.}}{d^5 l_y} \quad (48)$$

Определение потерь давления в бурильных замках.

Потери давления в замковых соединениях могут быть определены через эквивалентную длину местных сопротивлений по формуле:

$$P_{тр} = 8,26\lambda_{тр} l_{э.к.} \frac{LQ^2}{l_3 d^5} \rho_{б.р.} \quad (49)$$

$\lambda_{тр} = 0,0236$ – безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений замка. (этот коэффициент равен коэффициенту гидравлических сопротивлений труб, так как внутренний диаметр бурильных труб с высаженными наружу концами и внутренний диаметр замка (ЗУ) примерно равны)

$l_{э.к.} = kd$ – эквивалентная длина замкового соединения, м (табличные данные);

k – эквивалентная длина, выраженная в долях внутреннего диаметра труб (табличные данные);

L – длина колонны бурильных труб, м;

l_3 – среднее расстояние между замками, м;

Коэффициент потери давления в бурильных замках:

$$a_3 = \frac{8,26\lambda_{тр} l_{э.к.}}{d^5} \quad (50)$$

Определение потерь давления в промывочных отверстиях долота.

Эти потери с достаточной для практических расчетов точностью можно определить по формуле:

$$p_d = \frac{0,12}{F^2} \rho_{б.р.} Q^2 \quad (51)$$

F - суммарное сечение промывочных отверстий долота, см;
Коэффициент потери давления в долоте:

$$a_d = \frac{0,12}{F^2} \quad (52)$$

Примечание: более точно значение p_d может быть определено по формуле:

$$p_d = \frac{\rho_{б.р.} Q^2}{200 a_d^2 F^2} \quad (53)$$

Для серийных долот a_d принимается равным 0,67, а для сменных насадок – 0,94 - 0,98.

Определение потерь давления в обвязке буровой установки.

$$l_{э.в.т.} = l_{в.т.} * d^5 / d_{в.т.}^5 \quad (54)$$

где:

$l_{э.в.т.}$ – эквивалентная длина ведущей трубы;

$l_{в.т.}$ – действительная длина ведущей трубы;

d – внутренний диаметр бурильных труб;

$d_{в.т.}$ – внутренний диаметр ведущей трубы.

$$l_{э.в.} = l_{в.} * d^5 / d_{в.}^5 \quad (55)$$

где:

$l_{э.в.}$ – эквивалентная длина вертлюга;

$l_{в.}$ – действительная длина ствола вертлюга;

$d_{в.}$ – диаметр проходного отверстия вертлюга.

$$l_{э.б.ш.} = l_{ш.} * d^5 / d_{ш.}^5 \quad (56)$$

где:

$l_{э.б.ш.}$ – эквивалентная длина бурового шланга;

$l_{ш.}$ – действительная длина бурового шланга;

$d_{ш.}$ – диаметр проходного отверстия бурового шланга.

$$l_{э.об.} = l_{э.в.т.} + l_{э.в.} + l_{э.б.ш.} + l_{п.} \quad (57)$$

где:

$l_{э.об.}$ – суммарная эквивалентная длина всех элементов обвязки;

$l_{п.}$ – эквивалентная длина подводящей линии (стояка с отводом).

$$p_{об} = 8,26 \lambda_{тр} \frac{Q^2 l_{э.об.}}{d^5} \rho_{б.р.} \quad (58)$$

где:

$p_{об}$ – суммарные потери давления в обвязке;

$\lambda_{тр}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в обвязке ($\lambda_{тр} = 0,0236$).

Таблица 40

Способы, режимы бурения, расширения (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режимы бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка на долото, тс	скорость вращения ротора, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 41

Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 42

Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширения, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 43

Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт.			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 44

Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7

Окончание табл. 44

Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность	выносливость
8	9	10	11	12

Таблица 45

Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 46

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М × К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5

Таблица 47

Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 48

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стоянке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 49

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с·см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Выбор буровой установки

Исходными данными при выборе буровой установки являются проектная глубина и конструкция скважины. Буровую установку для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирают по допускаемой нагрузке на крюке, которую не должна превышать масса (в воздухе) наиболее тяжелой колонны. При выборе типоразмера и модели установки данного класса следует учитывать конкретные геологические, климатические, энергетические, дорожно-транспортные и другие условия бурения. В соответствии с этим выбирается тип привода (дизельный, электрический), а также схема монтажа и транспортировки буровой установки.

Выбор буровой установки в рамках рабочего проекта на строительство скважины должен производиться с таким расчетом, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при СПО, а также при ликвидации прихватов не превышала величину параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» выбранной буровой установки. Как правило, нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать соответственно 0,6 и 0,9 «Допускаемой нагрузки на крюке». Выбор должен производиться по наибольшей из указанных нагрузок. Производится расчет масс бурильных и обсадных колонн, выбирается самая тяжелая. Буровая установка выбирается по ГОСТ 16293-89 «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения».

Приложения

В приложениях рекомендуется включать материалы, дополняющие содержание КП - вспомогательные таблицы, нормативные документы (инструкции и т.д.), иллюстрации вспомогательного характера.

2.9 Список использованной литературы

Примерный перечень использованной литературы представлен в п.6.

В курсовом проекте должны быть ссылки на литературные источники. Список литературы должен быть оформлен строго в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка».

3. Оформление КП

Текстовая часть КП должна излагаться в порядке, изложенном в разделе 2.

КП оформляется в соответствии с ГОСТ 7.32-2001 и Методическими указаниями по оформлению [25], должна быть написана четко, аккуратно и грамотно. Текст работы набирается на компьютере и печатается на листах формата А4. Текст на листе должен иметь книжную ориентацию, альбомная ориентация допускается только для таблиц и схем приложений. Поля страницы должны иметь следующие размеры: левое – 25 мм, правое – 15 мм, верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм. Текст печатается через полтора интервала шрифтом TimesNewRoman, 14 кегль (для сносок 12 кегль). Номера страниц размещаются в правом верхнем углу. Применяется сквозная нумерация листов. Номера страниц на титульном листе и приложениях не проставляются. Второй лист работы – оглавление.

Объем текстового материала КП должен содержать, как правило, не более 20-30 страниц основного машинописного текста, без учета приложений.

Примерное соотношение между отдельными частями работы: введение – 1 страница, список использованных источников – 1-2 страницы. Большую часть работы должен представлять технологический раздел.

В тексте не допускается сокращение слов, за исключением общепринятых.

В каждом разделе кратко излагаются исходные данные, обоснование и содержание принятых решений.

Иллюстрации являются необходимым условием содержания КП. Они могут быть представлены в виде рисунков, схем, таблиц, графиков и диаграмм, которые должны наглядно дополнять и подтверждать изложенный в тексте материал.

Все таблицы и рисунки следует нумеровать, а в тексте давать на них ссылки.

При использовании в тексте положений, цитат, заимствованных из литературных источников, студент обязан сделать ссылки на них в соответствии с установленными правилами.

Список литературы составляется в алфавитном порядке фамилий авторов или названий книг. В него вносятся лишь те источники, на которые в тексте сделаны ссылки [25].

Напечатанный КП должен быть сброшюрован (прошит по левому краю страниц). Разрешается использование для этого специальных папок, предназначенных для КП.

5. Защита КП

В выступлении студент излагает актуальность, объект и предмет, цели и задачи исследования, дает краткое описание технико-технологической базы и представляет результаты работы. Курсовой проект оценивается на основании отзыва научного руководителя, содержащего качественную оценку степени решения поставленных цели и задач; уровень профессиональности и самостоятельности проведения исследования, наличие практических рекомендаций; соответствия оформления данного проекта установленным требованиям.

На защите КП оценивается также выступление студента, что включает в себя:

- умение максимально кратко и логично доложить в устной форме основную проблему, методы ее решения и полученные выводы;
- умение квалифицированно отвечать на поставленные вопросы по теме исследования;
- выдержать регламент выступления (до 10 минут).

Основными качественными критериями оценки КП являются:

- актуальность и новизна темы;
- полнота и качество собранных технико-технологических данных;
- обоснованность привлечения тех или иных методов решения поставленных задач;
- глубина и обоснованность анализа и интерпретации полученных результатов;
- четкость и грамотность изложения материала, качество оформления работы, учет настоящих «Правил»;
- умение вести полемику по теоретическим и практическим вопросам, глубина и правдивость ответов на вопросы руководителя.

Высокой оценки заслуживают КП, темы которых представляют методический или практический интерес, свидетельствуют об использовании автором адекватных приемов анализа, современных методов и средств решения поставленных задач. Структура работы, оцененной на «отлично», должна быть логичной и соответствовать поставленной цели. В ее заключении должны быть представлены четкие, обоснованные выводы, вносящие вклад в разрешение поставленной проблемы и намечающие перспективы ее дальнейшей разработки. Работа соответствовать действующим ГОСТам и настоящим «Правилам», содержать приложения в виде схем, таблиц, графиков, иллюстраций и т.д. Условием получения отличной оценки являются краткость и логичность вступительного слова студента, а также четкие и аргументированные ответы на вопросы. В тех слу-

чаях, когда КП не в полной мере отвечает перечисленным выше требованиям, она оценивается более низким баллом.

6. Список рекомендуемой литературы

Основная литература.

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: учебное пособие. – СПб: ООО «Недра», 2011.- 268 с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. Учебное для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 543с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. –М.:Недра, 2000. – 670 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. — 679 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. М.:2006- 680 с.
6. Булатов А.В., Долгов С.В. Спутник буровика: Справочное пособие в 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006- 534 с.
7. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Терминологический словарь – справочник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 255 с.
8. Батлер Р.М.: Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010 – 536 с.
9. Буровое оборудование: Справочник: в 2 – х т. – М.: Недра, 2000 – 480 с.
10. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении. Справочное пособие. - М.: РГГРУ, 2007.- 668 с.
11. Дорощенко Е.В., Покрепин Б.В., Покрепин Г.В. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. серия «Профессиональная подготовка». – Волгоград: Издательский Дом «Инфолио», 2009. – 288 с.
12. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Российский государственный геологоразведочный университет. - Изд. Центр ЛитНефтеГаз. – 2008, 848 с.
13. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин – М.: Недра, 2000.-489с.
14. Долгих Л.Н. Расчеты крепления нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие, - Пермь: Из-во ПНИПУ, 2006.
15. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 3900147001-767-2000. – Краснодар, НПО «Бурение», 2000. – 278с.
16. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. - М.: Недра, 1998. - 304 с.
17. Муравенко В.А., Муравенко А.Д., Муравенко В.А. Монтаж бурового оборудования. - Ижевск: Изд-во ИжГТУ, 2007
18. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам –Оренбург: изд. «Летопись», 2005.- 664с.
19. Поляков В.Н., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин – Уфа: «ТАУ», 1999. – 408 с.
20. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.

21. Шенберг В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Митиешин И.С., Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. – Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНТУ, 2007. – 496 с.
22. Семенова И.В., Хорошилов А.В., Флорианович Г.М. Коррозия и защита от коррозии.- М.: ФИЗМАТЛИТ. 2006.-376 с.
23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.- М.: Ростехнадзор, 2013.
24. Справочник бурового мастера /Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А.: Научно-практическое пособие в 2 томах, - М.: «Инфра-Инженерия», 2006.

Методические издания

25. Иванова Т.Н., Сафронов С.И. Методические указания по оформлению контрольной работы, отчета по практике, курсовой работы (проекта), выпускной квалификационной работы для студентов направления «Нефтегазовое дело» /УдГУ.- г. Ижевск, 2017. – 45 с.
26. Основы проектирования строительства скважин : метод.указ. к практич. и лаборатор. работам по дисциплине "Основы проектирования строительства скважин" / Г. В. Мило-взоров, А. Г. Миловзоров, И. В. Наговицина, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гудери-ева, Каф. "Бурение нефтяных и газовых скважин". - Ижевск : Удмуртский университет, 2014. – 43 с.
27. Руководство пользователя ПК «Проектирование бурения»/ ООО «Бурсофтпроект» - М.: ООО «Бурсофтпроект», 2014 – 47 с. <http://www.burproject.ru/download.html>

Периодические издания

28. Журнал "Нефтегазовая вертикаль". Ссылка: <http://ngv.ru>
29. Журнал "Нефтяное хозяйство".Ссылка: <http://www.oil-industry.ru>
30. Журнал "Нефть России".Ссылка: <http://press.lukoil.ru>
31. Журнал "Геология нефти и газа". Ссылка: <http://www.geoinform.ru>
32. Журнал «Бурение и нефть». Ссылка: <http://burneft.ru/>

Образец оформления титульного листа

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа им. М.С. Гусериева
Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

**по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых
скважин»**

**на тему: «Строительство наклонно-направленной скважины на Мишкинском
месторождении»**

Выполнил(а) студент(ка):

ФИО студента(ки)
направления подготовки/специальности

Наименование направления подготовки/специальности
Группы _____

Наименование группы
Научный руководитель:

ФИО, должность, ученое звание

Итоговая оценка по курсовой работе (проекту) _____

Оценка, подпись руководителя

Ижевск _____ г.

Учебное издание

Составители:

Сафронов Сергей Иванович
Трефилова Татьяна Валериевна

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПОДГОТОВКЕ ВЫПУСКНОЙ
КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ**
для студентов направления подготовки
21.03.01 – «Нефтегазовое дело»

Авторская редакция

Подписано в печать Формат
Усл. печ. л. Уч.-изд.
Тираж экз. Заказ №.

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 4. каб. 207
Тел./факс: +7 (3412) 500-295 E-mail: editorial@udsu.ru

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