

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

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению выпускной квалификационной работы
для студентов направления подготовки бакалавров
21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность 21.03.01.02
Бурение нефтяных и газовых скважин



Ижевск
2023

УДК 622.32(0758)
ББК 33.361.р30
М545

Рекомендовано к изданию учебно-методическим советом УдГУ

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

Составители: В.Н. Кузьмин, А.Д. Де, М.Б. Полозов, Т.В. Трефилова,
А.Г. Миловзоров, О.В. Никитина.

М545 Методические указания по выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления подготовки бакалавров 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность 21.03.01.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин». : [Электронный ресурс] / сост. В.Н. Кузьмин и др. – Ижевск : Удмуртский университет, 2023. – 58 с.

В методических указаниях изложены требования к структуре, содержанию и оформлению выпускной квалификационной работы. Предназначено для студентов Института нефти и газа имени М.С. Гусериева, будет полезно преподавателям, ведущим курсовое и дипломное проектирование.

УДК 622.32(0758)
ББК 33.361.р30

© В.Н. Кузьмин, А.Д. Де, М.Б. Полозов, Т.В. Трефилова,
А.Г. Миловзоров, О.В. Никитина, сост. 2022
© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ И ВЫПОЛНЕНИЮ ВКР	5
II. СТРУКТУРА ВКР.....	7
III. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВЛЕНИЮ РАЗДЕЛОВ ВКР	8
IV. Оформление ВКР	44
V. Оформление презентации ВКР	51
VI. Оформление отзыва научного руководителя и задания на выполнение ВКР.....	52
VII. Порядок защиты ВКР	53
VIII. Список рекомендуемых источников литературы (и образец оформления списка использованных источников литературы).....	54

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие методические указания устанавливают регламентированные требования к структуре и правилам оформления выпускной квалификационной работы (далее – ВКР), выполняемых студентами направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность «Бурение нефтяных и газовых скважин», очной, очно-заочной и заочной форм обучения в соответствии с требованиями Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования.

Выпускная квалификационная работа должна быть преимущественно ориентирована на знания, полученные в процессе освоения дисциплин профиля, а также в процессе прохождения студентами производственных и научно-исследовательских практик. Процесс подготовки и защиты ВКР показывает уровень профессиональной эрудиции студента, его подготовленность, владение умениями и навыками профессиональной деятельности.

Перечень используемых условных обозначений, сокращений, терминов, использованных в методических указаниях:

ВКР – выпускная квалификационная работа,

НОРМ – соединение обсадных труб с треугольной резьбой,

ОТТМ – соединение обсадных труб с трапецеидальной резьбой,

БТС – соединение обсадных труб с трапецеидальной резьбой,

ОТТГ – высокогерметичное соединение обсадных труб с трапецеидальной резьбой,

ТБО – высокогерметичное безмуфтовое соединение ОТ с трапецеидальной резьбой,

ПЦТ – портландцемент тампонажный,

ПБ в НГП – правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности,

КНБК – компоновка низа бурильной колонны,

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.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ И ВЫПОЛНЕНИЮ ВКР

ВКР должна быть выполнена на высоком теоретическом уровне и свидетельствовать о готовности студента к практической деятельности.

Всю информацию и материалы для формирования ВКР, студент должен собрать одновременно с прохождением практик, руководствуясь методическими указаниями и консультациями руководителей практики.

Подготовка ВКР должна осуществляться преимущественно на конкретных материалах предприятия, являющегося базой производственной практики.

Заведующий кафедрой, обеспечивающей научное руководство ВКР:

- согласует и формирует перечень актуальных тем ВКР;
- осуществляет функции координации, контроля и методического обеспечения деятельности преподавателей, осуществляющих научное руководство ВКР;
- осуществляет контроль выполнения ВКР на кафедре.

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

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

Руководитель ВКР несет ответственность за обеспечение соответствия подготовленной к защите ВКР установленным требованиям.

Темы ВКР предлагаются студентам на выбор кафедрой, обеспечивающей научное руководство. Студент имеет право выбрать одну из предложенных кафедрой тем или предложить собственную с обоснованием выбора.

Исходными материалами к выполнению ВКР являются материалы, собранные студентом в период прохождения практик.

Месторождение, на основе которого планируется выполнять ВКР, выбирается совместно студентом и руководителем ВКР.

ВКР должна отвечать требованиям Федерального государственного образовательного стандарта.

Этапы работы над ВКР

Планирование работы над ВКР	Сроки
Прикрепление к научному руководителю	не позднее, чем за 6 мес. до начала даты ГИА
Выбор темы ВКР	не позднее, чем за 6 мес. до начала даты ГИА
Ознакомление с документами ГИА:	
- порядком проведения ГИА и апелляции результатов ГИА	не позднее, чем за 6 мес. до начала даты ГИА
- программой ГИА и требования к ВКР	не позднее, чем за 6 мес. до начала даты ГИА
- расписанием ГИА	не позднее, чем за 1 мес. до первого ГИА
Приказ о закреплении темы ВКР	не позднее, чем за 1 месяц до защиты
Предоставление ВКР научному руководителю для написания отзыва (исполнитель ставит свою подпись и дату сдачи работы)	не позднее, чем за 2 недели до защиты
Предоставление ВКР на нормоконтроль (- нормоконтроль оформления и соответствия ВКР требованиям, ГОСТам и нормативно-технической документации кафедры РЭНГ; - экспертиза содержания работы на наличие плагиата)	не позднее, чем за 10 дней до защиты
ВКР с письменным отзывом научного руководителя передается заведующему кафедрой (который решает вопрос о допуске работы к защите и ставит свою подпись и дату на титульном листе в графе допуска)	не позднее, чем за 1 неделю до защиты
ВКР сдается на кафедру (для передачи в ГЭК)	не позднее, чем за 2 календарных дня до защиты выпускной квалификационной работы

II. СТРУКТУРА ВКР

Перечень используемых условных обозначений.

Введение.

Общие сведения о районе буровых работ.

1. Геологический раздел.

1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.

1.2. Физические свойства горных пород.

1.3. Нефтегазоводоносность.

1.4. Пластовые давления.

1.5. Возможные осложнения по разрезу скважины.

2. Технологический раздел.

2.1. Конструкция скважины.

2.2. Профиль ствола скважины.

2.3. Выбор буровой установки

2.4. Расчет эксплуатационной колонны на прочность.

2.5. Расчет глубины спуска кондуктора.

2.6. Расчет максимально допустимой глубины спуска бурильных труб.

2.7. Буровые растворы.

2.8. Крепление скважины.

2.9. Испытание скважины.

3. Мероприятия по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважины

3.1. Мероприятия по повышению качества вскрытия продуктивных пластов.

3.2. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП.

3.3. Мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора.

3.4. Мероприятия по предупреждению обвалов пород.

3.5. Мероприятия по предупреждению прихватов при прохождении прихватоопасных зон.

3.6. Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций, возникающих при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

3.7 Промышленная и экологическая безопасность

4. Спецраздел.

5. Экономический раздел.

Заключение.

Список использованной литературы.

III. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВЛЕНИЮ РАЗДЕЛОВ ВКР

1. Титульный лист – образец оформления титульного листа представлен в приложении № 1 данных указаний.

2. Задание на проектирование ВКР – образец оформления см. в прилож. № 3.

3. Перечень используемых условных обозначений - указываются все общепринятые технологические сокращения, использованные в ВКР.

4. Введение.

В разделе указывается актуальность и цель выполняемой работы. Раздел «Введение» должен заканчиваться абзацем: «Выпускная квалификационная работа состоит из... листов и содержит: ... формул, ... таблиц, ... рисунков, ...схем, ... диаграмм, ... графиков, ... приложений и т. п.)...».

5. Исходные данные для составления проекта. Общие сведения о районе работ.

Приводятся исходные данные (тип скважины, проектная глубина вертикали и стволу, проектный горизонт, профиль ствола скважины, основные конструктивные данные, способы бурения и крепления скважины) и основные сведения о районе буровых работ (географическое расположение месторождения, наименование месторождения, назначение скважин, основные климатические данные).

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, мм	
4. Максимальная глубина промерзания грунта, м	
5. Продолжительность отопительного периода в году, сут.	
6. Преобладающее направление ветра	
7. Наибольшая скорость ветра, м/с	

8. Сведение 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. 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	
бурильной	
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.	

6. Геологический раздел

В геологическом разделе ВКР 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.
- Коллекторские свойства продуктивных пластов. Пористость, трещиноватость, проницаемость, гидропроводность.
- Нефтегазоводоносность. Приводятся данные по физико-химическим свойствам пластовых флюидов.
- Градиенты давления. Пластовы (поровые) давления, давления гидравлического разрыва пластов (ГРП), изменение температуры по разрезу скважины.
- Осложнения. Описание осложнений приводится с точки зрения нормального спуска обсадных колонн и их цементирования. К таким осложнениям могут быть отнесены: сужения ствола скважины в текучих и пучащих породах, осыпи и обвалообразования стенок скважины, поглощения бурового и цементного растворов. Подробное описание ожидаемых осложнений позволит

правильно наметить дополнительные мероприятия по подготовке ствола скважины, спуске колонны, заливке и продавке цементного раствора.

- Исследовательские работы в скважинах. Планируемые интервалы отбора керна, шлама, используемый комплекс геофизических исследований, интервалы испытания (освоения) пластов в процессе бурения и в колонне.

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 кровли	до подошвы	Мощность (толщина)	угол	азимут	краткое название	% 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 стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, 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 7

Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый ГКН – гидрокарбонатнатриевый 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 и 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

Газонефтеводопроявления

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, грифообразование	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		Промышленно-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)	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая снарядная, гидropеско-струйная, гидроструйная	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 гидropеско-струйной 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

Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 22

Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта (снизу вверх)	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, °С	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 23

Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	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	

Промыслово-геофизические исследования

Наименование работ	скважина по вертикали	
	масштаб	интервал, м
1	2	3

Таблица 25

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 газообразного 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

7. Технологический раздел

В технологическом разделе ВКР 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 ВКР рекомендуется излагать в следующем порядке:

7.1. 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.

Дается схема (рисунок) конструкции скважины.

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 таблицы 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

Характеристика раздельно 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 соединения, 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	

7.2. Профиль и траектория 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.

7.2.1. 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:

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

Откуда следует, что:

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

где:

ρ_n – нормальное уплотнение горных пород, г/см³;

H_k – расчетная глубина спуска колонны, м;

P_{nl} – пластовое давление, МПа;

ρ_f – плотность флюида, г/см³;

L_{nl} – глубина кровли пласта, м.

7.2.2. Расчёт максимально допустимой глубины спуска бурильных труб

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

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{УБТ}} + G) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{н}}}\right) - (p_0 + p_{\text{п}})F_k}{kq_{\text{БТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{н}}}\right)} \quad (3)$$

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.

$$Q_p = \sigma_T F_{\text{тр}} / n, \quad (4)$$

где:

σ_T – 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).

$$Q_p = Q_{\text{пр}} / n \quad (5)$$

где:

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

$$q_{\text{БТ}} = \frac{q_1 l + q_2 + q_3}{l}, \quad (6)$$

где:

q_1 – вес единицы длины гладкой трубы, МН/м;

q_2 – вес высаженных концов, МН/м;

q_3 – вес бурильного замка, МН/м;

l – длина трубы, м.

Общая длина колонны:

$$L = l_{\text{доп}} + l_{\text{УБТ}}. \quad (7)$$

Если бурильная колонна состоит из труб разных диаметров, разных толщин стенок и групп прочности материала труб, то такая колонна называется многомерной или многоступенчатой. Например, двухступенчатая состоит в верхней части из труб большего диаметра, а в нижней – из труб меньшего диаметра.

Длины секций n определяются по формулам 10 – 13:

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{УБТ}} + G) * (1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}) - (p_o + p_{\text{п}})F_k}{kq_{\text{БТ}}(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}})} \quad (8)$$

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_{\text{БТ}2}(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}})}, \quad (9)$$

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:

$$l_{m+1} = \frac{Q_{p(m+1)} - Q_{pm} - p_o F'_k}{kq_{(m+1)}(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}})} \quad (10)$$

и

$$l_{m+2} = \frac{Q_{p(m+2)} - Q_{p(m+1)}}{kq_{(m+2)}(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}})}, \quad (11)$$

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.

$$Q_{pm} = Q_{\text{пр } m}/n; Q_{p(m+1)} = Q_{\text{пр } (m+1)}/n; Q_{p(m+2)} = Q_{\text{пр } (m+2)}/n. \quad (12)$$

7.3. Буровые растворы

7.3.1. 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 НГП 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 – противодействие 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:

$$\rho = \frac{100P_{пл}K}{gH} \quad (13)$$

где:

$P_{пл}$ – пластовое давление, Н/м²;

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 30

Рассчитанные плотности бурового раствора

Индекс пласта	Глубина кровли пласта по вертикали, м	Пластовое давление, МПа	Тип флюида	Коэффициент аномальности	Коэффициент превышения над пластовым давлением	Репрессия на пласт, МПа		Расчетная плотность бурового раствора, г/см ³	
						допустимая	ожидаемая	минимальная	максимальная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

7.4. Химические реагенты и обработка буровых растворов

7.4.1.1. Обработка бурового раствора

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.

Подробно излагается компонентный состав бурового раствора, поинтервальный расчет необходимого количества бурового раствора и его компонентов, описываются химические реагенты для приготовления буровых растворов.

Описывается процесс обработки бурового раствора. Можно приложить (в раздел «Приложения») регламент приготовления и обработки бурового раствора.

7.4.1.2. Контроль параметров бурового раствора

В данном подразделе описывается процесс контроля параметров бурового раствора и приборы, используемые при этом.

Таблица 31

Типы и параметры буровых растворов по интервалам

Название (тип) раствора	Интервал бурения, (по стволу) м		Параметры бурового раствора									
			плотность, г/см ³	условная вязкость, с	фильтрация, см ³ за 30 мин	СНС, фунт/100фут ²		толщина глинистой корки, мм	содержание твердой фазы, %	рН	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут ²
	от	до				10 сек	10 мин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 32

Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов по интервалам

Наименование обсадной колонны под которую ведется бурение	Интервал (по стволу),		Название (тип) раствора	Плотность бурового раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да/нет)	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, т/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 33

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

Интервал (по стволу), м		Мощность интервала, м	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Плотность бурового раствора, г/см ³	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м	Потребность бурового раствора, м ³			
						Потребность компонентов БР, т			
от	до				Нормы расхода компонентов БР, т/м ³ в интервале	на исходный объем	на бурение интервала	на запас	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 34

Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину по интервалам

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т				
		номер колонны			на запас	суммарная на скважину
		1	2	3		
1	2	3	4	5	6	7

7.4.2. Очистка бурового раствора

Описываются подробно технология работы системы очистки бурового раствора и средства очистки, приводится схема очистки бурового раствора. Схему можно расположить в приложении.

Таблица 35

Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Название	Типоразмер или шифр	Количество
1	2	3

Таблица 36

Ступенчатость применения очистных устройств по интервалам бурения

интервал, м		Использование очистных устройств
от	до	
1	2	3

7.5. Расчёт обсадных колонн на прочность

При расчете обсадных колонн на прочность определяются:

– наружные избыточные давления (рассчитывают трубы на сопротивление смятию);

- внутренние избыточные давления (рассчитывают трубы на сопротивление разрыву);
- осевые растягивающие нагрузки (расчет на страгивание резьбовых соединений труб).

Расчёт колонн ведут «снизу-вверх». Выбирают коэффициент запаса прочности для продуктивного пласта, по эпюре определяют величину наружного избыточного давления на конкретной глубине, выбирают трубы с определённой группой прочности и толщиной стенки.

Условные обозначения, принятые в формулах:

Расстояние от устья скважины, м:

L – до башмака колонны,

h – до уровня тампонажного раствора,

H – до уровня жидкости в колонне,

l – до пласта, в котором возможны газонефтеводопроявления,

Li – до верхнего конца i -й секции обсадной колонны,

z – до рассчитываемого сечения;

li – длина i -й секции обсадной колонны, м,

ρ г. отн. – относительная плотность газа по воздуху.

Плотность, г/см³:

ρ о. ж. – опрессовочной жидкости,

ρ б. р. – бурового раствора за колонной,

ρ в. – жидкости в колонне,

ρ ц. р. – тампонажного цементного раствора за колонной,

ρ к. – бурового раствора в колонне.

Давление, МПа:

$P_{в. и. у.}$ – избыточное внутреннее на устье в период ввода скважины в эксплуатацию,

$P_{в. и. z.}$ – избыточное внутреннее на глубине z ,

$P_{н. и. z.}$ – избыточное наружное на глубине z ,

$P_{кр.}$ – избыточное критическое наружное, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести,

$P_{вд.}$ – избыточное внутреннее, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести,

$P_{пл.z}$ – пластовое на глубине z .

P_{min} – наименьшее внутреннее при окончании эксплуатации,

$P_{в.z}$ – внутреннее на глубине z ,

$P_{н.z}$ – наружное на глубине z ,

$P_{оп}$ – опрессовки.

Вес колонны, Н(МН):

q_i – 1 м i -й секции (теоретический),

Q_i – i -й секции,

Q – общий вес подобранных секций.

Нагрузка, МН:

Рстр – страгивающая,

Рдоп – допускаемая осевая,

m – коэффициент сжимаемости газа,

k – коэффициент разгрузки цементного кольца,

Коэффициент запаса прочности при расчете:

n_1 – на наружное избыточное давление,

n_2 – на внутреннее избыточное давление,

n_3 – на растяжение.

Коэффициент разгрузки цементного кольца k зависит от диаметра колонны и составляет:

Таблица 37

Диаметр колонны, мм	114-178	194-245	273-324	340-508
Коэффициент k	0,25	0,30	0,35	0,40

7.5.1. Расчет эксплуатационной колонны на прочность

Обсадные колонны рассчитывают с учетом максимальных значений избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок. Значения внутренних давлений максимальны в период ввода скважин в эксплуатацию или при нагнетании в скважины жидкостей для интенсификации добычи (гидроразрыв). Значения внутренних давлений минимальны при окончании эксплуатации скважин.

Расчет колонны начинают с нижней трубы первой секции (счет ведётся «снизу-вверх»).

Таблица 38

Минимально необходимое избыточное внутреннее Устьевое давление при испытании на герметичность (Роп)

Наружный диаметр колонны, мм	Значение Роп, МПа
114–127	15,0
140–146	12,5
168	11,5
178–194	9,5
219–245	9,0
273–351	7,5
377–508	6,5

Рекомендуемые величины коэффициентов запаса прочности при расчете на наружное избыточное давление – n_1 : 1,0-1,3 для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, в зависимости от устойчивости коллектора; 1,0 – для остальных секций.

Коэффициенты запаса прочности на внутреннее давление (n_2)

Диаметр трубы, мм	n_2	
	Исполнение Б	Исполнение А
114-219	1,15	1,15
Свыше 219	1,45	1,15

Коэффициенты запаса прочности на растяжение (n_3)

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	n_3	
		вертикальных	Наклонно-направленных
114-168	<3000	1,15	1,30
	>3000	1,30	1,30
178-245	<1500	1,30	1,45
	>1500	1,45	1,45

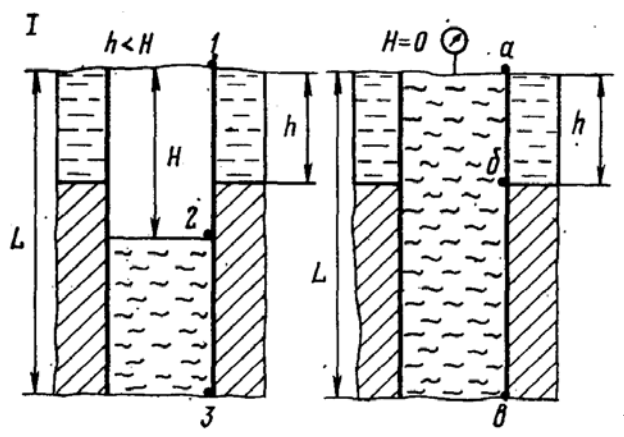


Рис. 1

Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; p_{н.и.z} = 0,01 * \rho_{б.р.} * z * g; \quad (14)$$

$$2: z = h; p_{н.и.z} = 0,01 * \rho_{б.р.} * h * g; \quad (15)$$

$$3: z = L; p_{н.и.z} = 0,01 * ((\rho_{ц.р.} - \rho_{в.}) * L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) * h + \rho_{в.} * H) * (1 - \kappa) * g; \quad (16)$$

Внутренние избыточные давления в точках:

$$а: z = 0; p_{в.и.z} = 1,1 * p_y * g \text{ или } p_{в.и.z} = p_{оп} \text{ (принимается большая величина)} \quad (17)$$

$$б: z = h; p_{в.и.z} = 1,1 * p_y - 0,01 * (\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.}) * z * g \text{ при } 1,1 * p_y > p_{оп} \quad (18)$$

$$\text{или } p_{в.и.z} = p_{оп} - 0,01 * (\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.}) * z * g \text{ при } 1,1 * p_y \leq p_{оп}$$

$p_{оп} = 1,1 * (p_{пл} - p_{г.с.}) * g$ – расчётное (выбирают наибольшее из расчётного и минимально необходимого);

$p_{г.с.}$ – гидростатическое давление столба нефти;

$$в: z = L; p_{в.и.z} = (1,1 * p_y - 0,01 * ((\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.}) * L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) * h)) * (1 - \kappa) * g \text{ при } 1,1 * p_y \leq p_{оп}. \quad (19)$$

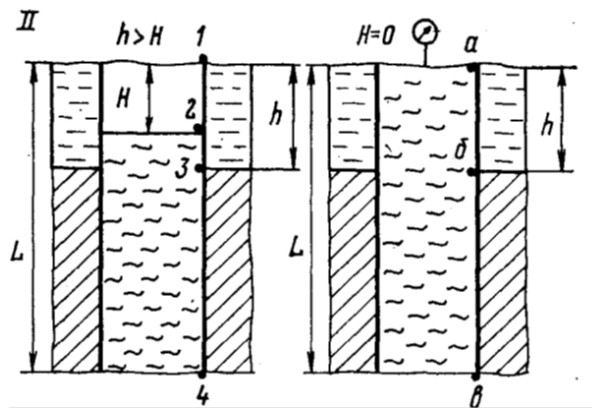


Рис. 2

1. Наружные избыточные давления в точках:

$$1. z=0; p_{н.и.z} = 0,01\rho_{б.p.} * z * g; \quad (20)$$

$$2. z=H; p_{н.и.z} = 0,01\rho_{б.p.} * H * g; \quad (21)$$

$$3. z=h; p_{н.и.z} = 0,01[\rho_{б.p.} * z - \rho_{в.}(z-H)] * g; \quad (22)$$

$$4. z=L; p_{н.и.z} = 0,01[(\rho_{ц.p.} - \rho_{в.})L - (\rho_{ц.p.} - \rho_{б.p.})h + \rho_{в.}H](1-k) * g \quad (23)$$

2. Внутренние избыточные давления в точках:

$$а. z=0; p_{в.и.z} = 1,1p_y * g \text{ или } p_{в.и.z} = p_{оп} \text{ (принимается большая величина)} \quad (24)$$

$$б. z=h; p_{в.и.z} = 1,1p_y - 0,01(\rho_{б.p.} - \rho_{о.ж.})z * g \text{ при } 1,1p_y > p_{оп} \quad (25)$$

$$\text{или } p_{в.и.z} = p_{оп} - 0,01(\rho_{б.p.} - \rho_{о.ж.})z * g \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп} \quad (26)$$

$$в. z=L; p_{в.и.z} = \{1,1p_y - 0,01[(\rho_{ц.p.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.p.} - \rho_{б.p.})h]\}(1-k) * g \text{ при } 1,1p_y > p_{оп}$$

$$\text{или } p_{в.и.z} = \{p_{оп} - 0,01[(\rho_{ц.p.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.p.} - \rho_{б.p.})h]\}(1-k) * g \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп} \quad (27)$$

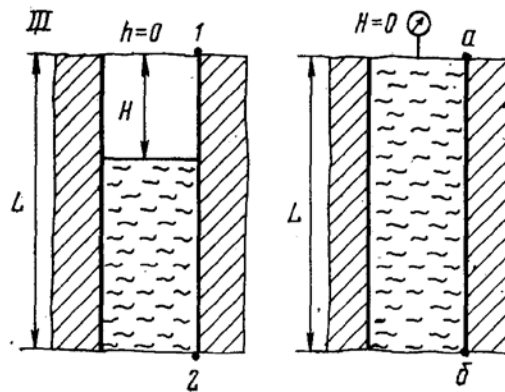


Рис. 3

Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; p_{н.и.z} = 0,01 * \rho_{ц.p.} * z * g; \quad (28)$$

$$2: z = L; p_{н.и.z} = 0,01 * ((\rho_{ц.p.} - \rho_{в.}) * L + \rho_{в.} * H) * (1 - k) * g; \quad (29)$$

Внутренние избыточные давления в точках:

$$а: z = 0; p_{в.и.z} = 1,1 * p_y \text{ или } p_{в.и.z} = 1,1 * p_{оп} \text{ (принимается большая величина);}$$

$$в: z = L; p_{в.и.z} = (1,1 * p_y - 0,01 * ((\rho_{ц.p.} - \rho_{о.ж.}) * L)) * (1 - k) * g \text{ при } 1,1 * p_y > p_{оп}$$

или

$$p_{в.и.z} = (p_{оп} - 0,01 * ((\rho_{ц.p.} - \rho_{о.ж.}) * L)) * (1 - k) * g \text{ при } 1,1 * p_y \leq p_{оп}. \quad (30)$$

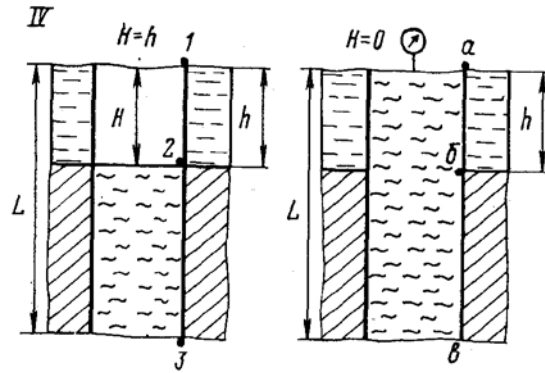


Рис. 4

1. Наружные избыточные давления в точках:

$$1. z=0; p_{н.и.z} = 0,01\rho_{б.р.} * z * g; \quad (31)$$

$$2. z=h; p_{н.и.z} = 0,01\rho_{б.р.} * h * g; \quad (32)$$

$$3. z=L; p_{н.и.z} = 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{в.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h + \rho_{в.}H](1-k) * g \quad (33)$$

2. Внутренние избыточные давления в точках:

$$а. z=0; p_{в.и.z} = 1,1p_y \text{ или } p_{в.и.z} = p_{оп} \text{ (принимается большая величина)} \quad (34)$$

$$б. z=h; p_{в.и.z} = 1,1p_y - 0,01(\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.})z \text{ при } 1,1p_y > p_{оп} \quad (35)$$

$$\text{или } p_{в.и.z} = p_{оп} - 0,01(\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.})z \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп} \quad (36)$$

$$в. z=L; p_{в.и.z} = \{1,1p_y - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-k) \text{ при } 1,1p_y > p_{оп} \\ \text{или } p_{в.и.z} = \{p_{оп} - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-k) \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп} \quad (37)$$

Примечание: для всех приведенных выше схем

$$p_y = p_{плL} - 0,01 * \rho_{в.} * L. \quad (38)$$

По результатам расчетов строят эпюры наружных и внутренних избыточных давлений, эпюры давлений в наклонной скважине строятся для глубин, являющихся их проекциями на вертикальную плоскость, например:

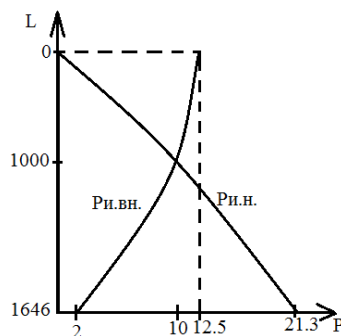


Рис. 5

Определяют значение $p_1 P_{н.и.L}$. По табличным данным приложений находят, что этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности $D \div T$ с необходимой толщиной стенки, для которых существует расчетное критическое давление (первая секция труб). Для второй секции выбирают толщину

стенки труб и группу прочности, а также критическое давление (по табличным данным приложений). Эти трубы могут быть установлены в интервале с давлением: $R_{н.и.z} = R_{кр} / n_1$

По эпюре (Рис. 5) находят, какой глубине соответствует это давление ($l_{доп.2}$), определяют длину первой секции и её вес Q_1 :

$$l_1 = L - l_{доп.2} \quad (39)$$

Для третьей секции выбирают толщину стенки труб, группу прочности, критическое давление по табличным данным приложений, глубину установки. По эпюре определяют, какой глубине соответствует это давление ($l_{доп.3}$), определяют длину второй секции и её вес Q_2 :

$$l_2 = l_{доп.2} - l_{доп.3} \quad (40)$$

Рассчитывают общий вес двух секций $Q_1 + Q_2$. Определяют длину третьей секции, взяв за основу расчет на растяжение. По табличным данным приложений уточняют срагивающие нагрузки для труб третьей секции:

$$l_3 = \frac{R_{стр.з}/n_3 - (Q_1 + Q_2)}{q_3} \quad (41)$$

Рассчитывают вес третьей секции и трёх секций. Расчет секций производится до устья скважины.

Запас прочности на внутреннее избыточное давление рассчитывается для труб верхних секций:

$$n_2 = \frac{[P_{вд}]}{R_{в.и.z}} \geq 1,15 \div 1,45 \quad (42)$$

С целью получения необходимой герметичности эксплуатационной колонны выбирают нужный тип резьбового соединения обсадных труб: НОРМ, ОТТМ, БТС, ОТТГ, ТБО.

7.5.2. Расчёт промежуточной колонны на прочность – производим расчёты аналогично расчётам подраздела 7.5.3.

7.6. Крепление скважины

7.6.1. Обсадные трубы

Таблица 41

Распределение избыточных давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 42

Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию (ДА, НЕТ)
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6

Таблица 43

Параметры обсадных труб

Номер в пор. спуска	Название колонны	Интервал установки, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика труб					Коэффициенты запаса		
		от (низ)	до (верх)				наружный диам. мм	тип соединения	группа прочности	толщина стенки, мм	масса 1 м, кг	избыт. давл.		растя. (стригиван.)
												наруж-	внут-	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 44

Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском - 1,05 (1,04)	с нормативным запасом - 1,05
1	2	3	4	5

Оснастка обсадных колонн

Диаметр колонны, мм	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны									
		номер в порядке спуска	Наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МУ И ТП на изготовление	механическая характеристика			кол-во, шт.	глубина установки, м		
					диаметр, мм	длина (высота), м	масса, т				
1	2	3	4	5	6			7	8	9	10
					наружный	внутренний					

Таблица 46

Режим спуска обсадных колонн

Диаметр колонны, мм	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Крутящий момент для свинчивания труб, кгхм	Расход средства смазки и уплотнения резьбовых соединений, кг	Допустимая скорость спуска колонны без самозаполнения (с обратным клапаном) для труб, м/с	Допустимая величина нагрузки на забой при «нащупывании» забоя при спуске колонны, т	Допустимая глубина опорожнения колонны при 4-х кратном давлении на наружное давление для труб, м	Промывки при спуске обсадных колонн		
							глубина, м	производительность, л/с	время промывки, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 47

Опрессовка обсадных труб и натяжение обсадной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу, вверх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см ²
				раздельно спускаемой части	цеменного кольца	раздельно спускаемой части	цеменного кольца	части колонны ниже муфты для двуступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

7.6.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 48

Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, обратный, ступенчатый)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер в порядке спуска	интервал установки		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени	высота цементного стакана	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 49

Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колоны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика								
				тип или название	раствора (жидкости)					цементного камня		рекомендуемое время ОЗЦ, ч
					плотность, г/см ³	время начала схватывания, мин	растекание, мм	водоотделение, мл	время загустевания В _с , мин	прочность через 2 суток, МПа	стойкость к агрессивным средам	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 50

Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Название колонны	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, т/м ³	Коэффициент потерь
1	2	3	4	5	6

Таблица 51

**Технологические операции при цементировании и режим работы
цементировочных агрегатов (буровых насосов)**

Наименование колонны	Режим работы цементировочных агрегатов												
	Наименование технологической операции	объем закачанной жидкости, м ³	тип (шифр) агрегата или бурового насоса	кол. ЦА, шт.	диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость работы, ЦА	производительность, л/с		давление на устье скважины, МПа			время работы агрегатов, мин	
							агрегата	суммарная	начало	конец	допустимое	на заданном режиме	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 52

Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Номер схемы обвязки цементировочной техники	Потребное количество ЦА											
			от (верх)	до (низ)		основных						опрессовки					
						в том числе для						колонны	цементного кольца, муфты	выкидных линий и ПВО			
						затворения	перемешивания	закачки	продавки	амбара	резерва						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	

Таблица 53

Потребность в смесительных машинах, цементовозах, автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество					
			от (верх)	до (низ)	смесительных машин		цементовозов		автоцистерн	
					тип	кол. шт	тип	кол., шт	тип	кол., шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 54

Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

Название или шифр	Потребное количество, шт.						Всего	
	направление 324 мм		кондуктор 245 мм		эксплуатационная 146 мм		кол.	пробег
	кол., шт.	пробег, км	кол., шт.	пробег, км	кол., шт.	пробег, км		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Потребное количество материалов для крепления скважины

Наименование материалов	Ед. изм	Диаметр колонны, мм		
		324	245	146
1	2	3	4	5

7.6.2.1. Расчёт цементирования эксплуатационной колонны.**7.6.2.1.1. Расчёт одноступенчатого цементирования****Условные обозначения.**

D_n – наружный диаметр обсадной колонны, м;

L – длина колонны, м;

$H_{ц.р.}$ – высота подъёма тампонажного цемента, м;

h – высота цементного стакана, м;

$\rho_{ц}$ – плотность тампонажного цемента, кг/м³;

$\rho_{в}$ – плотность воды, кг/м³;

$\rho_{ц.р.}$ – плотность тампонажного цементного раствора, кг/м³;

$\rho_{о}$ – плотность облегчённого тампонажного раствора,

$\rho_{п.р.}$ – плотность продувочного раствора, кг/м³;

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

$\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости, кг/м³;

$\rho_{у}$ – плотность тампонажного утяжелённого раствора, кг/м³;

γ_n – насыпная объёмная масса цемента, кг/м³;

m – водоцементное отношение для тампонажного цемента;

m_o – водоцементное отношение для тампонажного облегчённого цемента;

m_y – водоцементное отношение для тампонажного утяжелённого цемента;

k – коэффициент кавернозности ствола скважины;

$D_{скв}$ – диаметр скважины, м;

d – внутренний диаметр обсадных труб, м;

$D_{дол}$ – диаметр долота, м;

$p_{пл. max}$ – пластовое давление (наибольшее), МПа;

$L_{пл}$ – глубина залегания пласта с $p_{пл}$, м;

$p_{г.р.}$ – давление гидроразрыва (поглощения), МПа;

k_d – коэффициент достоверности определения $p_{г.р.}$,

$L_{г.р.}$ – глубина залегания пласта с $p_{г.р.}$, м;

Δ – толщина фильтрационной корки, м;

α – угол наклона скважины.

q_I, q_{II}, q_{III} – подача цементировочного агрегата на I, II, III скорости, дм³/с.

1. Определение плотности тампонажного цементного раствора и динамической температуры у забоя скважины:

$$\rho_{ц.р.} = \frac{1+m}{\frac{1}{\rho_{ц.}} + \frac{m}{\rho_{в.}}} \quad (43)$$

где:

$\rho_{ц.р.}$ – плотность цементного раствора;

$\rho_{ц.}$ – плотность цемента;

$\rho_{в.}$ – плотность воды;

m – водоцементное отношение.

$$T_{д} = \frac{2T_{ст} + t_0}{3} \quad (44)$$

где:

$T_{д}$ – динамическая температура у забоя скважины, вычисленная по эмпирической формуле;

$T_{ст}$ – статическая (естественная) температура пород на забое скважины (по данным геометрии района);

t_0 – среднегодовая температура грунта данного района на глубине 3,2 м (по данным метеослужбы).

2. Вычисление минимального объёма буферной жидкости для обеспечения качества цементирования:

$$V_{буф.мин} = 1,57 \left(k_y - 1 + \frac{2\Delta}{D_{дол}} * \frac{\frac{D_{дол}+1}{D_{н}}}{\frac{D_{дол}}{D_{н}}} \right) (D_{дол}^2 - D_{н}^2) H_{ц.р.} \quad (45)$$

3. Расчёт критического объёма буферной жидкости для предотвращения проявлений в процессе цементирования:

$$V_{буф.кр.} = 0,785 \frac{\rho_{б.р.} L_{пл} - \frac{110 \rho_{пл.мах}}{\cos \alpha}}{\rho_{б.р.} - \rho_{буф}} (D_{скв}^2 - D_{н}^2) \quad (46)$$

$$D_{скв} = k \times D_{дол} \quad (91)$$

4. Объём буферной жидкости принимается из условия:

$$V_{буф. мин} \leq V_{буф} < V_{буф. кр.}$$

Примечания:

1) если $V_{буф. мин} > 20 \text{ м}^3$, то этот объём следует определять только для интервала, в котором необходимо обеспечить высокое качество цементирования;

2) если $V_{\text{буф. кр.}} < V_{\text{буф. min}}$, то следует применять буферную жидкость повышенной плотности;

3) при цементировании колонн в обсаженном стволе ($k = 1, \Delta = 0$) объём буферной жидкости принимают из расчёта заполнения не менее 150 м затрубного пространства.

5. Определение высоты столба буферной жидкости в затрубном пространстве:

$$h_{\text{буф}} = \frac{V_{\text{буф}}}{0,785(D_{\text{ср.п.к}}^2 - D_{\text{н}}^2)} \quad (47)$$

$D_{\text{ср.п.к}}$ – средневзвешенный внутренний диаметр промежуточной колонны.

$$D_{\text{ср.п.к}} = \frac{D_{\text{вн 1}} l_1 + D_{\text{вн 2}} l_2 + D_{\text{вн 3}} l_3}{l_1 + l_2 + l_3} \quad (48)$$

6. Высота столба бурового раствора в затрубном пространстве:

$$h_{\text{б.р.}} = H_{\text{п.к.}} - H_1 - h_{\text{буф}} \quad (49)$$

7. Определение требуемого количества тампонажного цементного раствора:

$$V_{\text{ц.р.}} = 0,785((D_{\text{в.п.к.}}^2 - D_{\text{н}}^2)H_1 + (D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{н}}^2)H_2 + d^2 h) \quad (50)$$

8. Расчёт массы тампонажного цемента

$$G = \frac{1,05}{1+m} \rho_{\text{ц.р.}} V_{\text{ц.р.}} \quad (51)$$

1,05 – коэффициент, учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах.

9. Определение объёма воды для затворения тампонажного цемента

$$V_{\text{в}} = 1,1mG \quad (52)$$

1,1 – коэффициент резерва жидкости затворения.

10. Объём продавочного раствора:

$$V_{\text{п.р.}} = 0,785(d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + d_3^2 l_3 + d_4^2 l_4 + d_5^2 l_5) k_c \quad (53)$$

d_1, d_2, d_3, d_4, d_5 – внутренние диаметры секций эксплуатационной колонны длиной l_1, l_2, l_3, l_4, l_5 ;

k_c – коэффициент сжимаемости жидкости за счёт газа (1,02 – 1,04).

11. Определение подачи насосов цементируемых агрегатов (ЦА) для обеспечения технологически необходимой скорости восходящего потока тампонажного цементного раствора в затрубном пространстве (принята 1,8 м/с).

$$Q = F_{\text{затр}} V \quad (54)$$

$$F_{\text{затр}} = \frac{V_{\text{ц.р.}} - V_{\text{стак}}}{H_{\text{ц.р.}}} \quad (55)$$

$V_{\text{стак}}$ – объём цементного стакана

Примечание: если возможен гидроразрыв пласта, необходимо определить допустимую подачу насосов ЦА из условия предотвращения гидроразрывов пластов.

$$Q = \sqrt{\frac{\left(\frac{P_{\text{г.р.}}}{K_D} - g((L_{\text{г.р.}} + H_{\text{ц.р.}}) \rho_{\text{ср2}} + H_{\text{ц.р.}} \rho_{\text{ср1}})\right) (D_{\text{скв.}}^3 - D_{\text{н.}}^3) (D_{\text{скв.}}^2 - D_{\text{н.}}^2)}{8,26(\lambda_{\text{ц.р.}} * \rho_{\text{ср1}} * H_{\text{ц.р.}} + \lambda_{\text{б.р.}} * \rho_{\text{ср2}} (L_{\text{г.р.}} - H_{\text{ц.р.}}))}} \quad (56)$$

$\lambda_{\text{ц.р.}}$, $\lambda_{\text{б.р.}}$ – коэффициенты гидравлических сопротивлений для тампонажного цементного и бурового растворов, принимаемы для практических расчётов, равны соответственно 0,035 и 0,02.

12. Максимальное давление на цементировочной головке в конце цементирования:

$$P_k = P_p + P_{\text{тр}} + P_{\text{затр}} \quad (57)$$

P_p – максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве в конце цементирования при $\rho_{\text{ц.р.}} = \rho_{\text{б.р.}}$:

$$p_p = 0,01(H_{\text{ц.р.}} - h)(\rho_{\text{ц.р.}} - \rho_{\text{п.р.}}) \quad (58)$$

Давление на преодоление гидравлических сопротивлений в трубах:

$$p_{\text{тр}} = 8,26 \lambda_{\text{б.р.}} \rho_{\text{б.р.}} \frac{Q^2 L}{d_{\text{ср}}^5} \quad (59)$$

Средневзвешанный внутренний диаметр эксплуатационной колонны:

$$d_{\text{ср}} = \frac{d_1 * l_{c1} + d_2 * l_{c2} + d_3 * l_{c3} + d_4 * l_{c4} + d_5 * l_{c5} \dots + d_n * l_{cn}}{L} \quad (60)$$

l_c – длина секции;

l – общая длина секций;

Давление на преодоление гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве:

$$p_{\text{затр}} = 8,26 \lambda_{\text{ц.р.}} \rho_{\text{ц.р.}} \frac{Q^2 H_{\text{ц.р.}}}{(D_{\text{скв.}} - D_{\text{н.}})^3 (D_{\text{скв.}} + D_{\text{н.}})^2} + 8,26 \lambda_{\text{б.р.}} \rho_{\text{ср2}} \frac{Q^2 (L - H_{\text{ц.р.}})}{(D_{\text{ср.п.к.}} - D_{\text{н.}})^3 (D_{\text{ср.п.к.}} + D_{\text{н.}})^2}$$

$$\rho_{\text{ср2}} = \frac{\rho_{\text{буф}} h_{\text{буф}} + \rho_{\text{п.р.}} h_{\text{б.р.}}}{(h_{\text{буф}} + h_{\text{б.р.}})} \quad (61)$$

13. Допустимое давление на устьевое цементировочное оборудование

$$P_{\text{д.г.}} = p_y / 1,5 \quad (62)$$

14. Выбор типа ЦА в соответствии с Q и p_k .

15. Определение числа ЦА из условия их подачи, рассчитанной при p_k :

$$m = \frac{1}{V_{\text{бун}}} \frac{G}{\gamma_n} \quad (63)$$

16. Необходимое число цементосмесительных машин в зависимости от массы цемента, его насыпной объёмной массы и вместимости бункера:

$$m = \frac{1}{V_{\text{бун}}} \frac{G}{\gamma_n} \quad (64)$$

17. Определяют количество работающих ЦА при закачке буферной жидкости. Объём мерных баков ЦА ($V_{\text{ца}}$) равен $6,4\text{м}^3$. Количество ЦА:

$$n = \frac{V_{\text{буф}}}{V_{\text{ца}}} \quad (65)$$

18. Число работающих ЦА при закачке тампонажного цементного раствора:

$$n = 2M \quad (66)$$

19. Продолжительность цементирования обсадной колонны. Закачивание $0,98$ объёма продавочного раствора будет осуществляться тремя ЦА при подаче q_{III} . Оставшиеся $0,02$ объёма продавочного раствора будут закачиваться одним ЦА при подаче q_{II} .

$$t_{\text{ц}} = \frac{1}{60} \left(\frac{V_{\text{буф}}}{q_{\text{IV}}} + \frac{V_{\text{ц.р.}}}{3q_{\text{III}}} + \frac{0,98V_{\text{п.р.}}}{3q_{\text{III}}} + \frac{0,02V_{\text{п.р.}}}{q_{\text{II}}} \right) + 10 \text{ мин} \quad (67)$$

Для цементирования эксплуатационной колонны необходимо выбрать тип цемента марки ПЦТ в соответствии с ГОСТ 1581-96, характеризующегося началом схватывания:

$$tc = \frac{t_{\text{ц}}}{0,75} \quad (68).$$

8. Мероприятия по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважины.

В данном разделе следует расписать следующие мероприятия по предупреждению аварий и осложнений:

- по повышению качества вскрытия продуктивных пластов,
- по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП,
- по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора,
- по предупреждению обвалов пород,

- по предупреждению прихватов при прохождении прихватопасных зон,
- по предупреждению аварийных ситуаций, возникающих при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

8.1. Промышленная и экологическая безопасность

В данном разделе следует изложить следующие подразделы области промышленной и экологической безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- общие организационно-технические требования,
- требования к персоналу,
- требования к территории, объектам и рабочим местам,
- промышленная санитария,
- общие сведения охраны окружающей среды,
- рекультивация земельного участка,
- охрана поверхностных и подземных вод,
- техника безопасности при строительстве скважин,
- противопожарная безопасность,
- меры безопасности при обращении с кислотами, щелочами и другими токсичными веществами.

В целом в разделе «Промышленная и экологическая безопасность» следует рассмотреть:

- антропогенные факторы и источники загрязнений окружающей среды,
- мероприятия по охране окружающей среды от промышленных загрязнений (буферных и тампонажных растворов и применяемых химических реагентов, горюче смазочных материалов и т. п.).

9. Специальный раздел.

В специальном разделе должны быть отражены:

- цель и задачи предлагаемых усовершенствований или новых технологий,
- актуальность выбранной проблематики,
- литературный обзор по данной тематике,
- данные проведённых лабораторных исследований, опытно-промысловых (промышленных) испытаний,
- предложения по внедрению в практику или результаты практического внедрения предлагаемых усовершенствований или новых технологий,
- сравнительный анализ предлагаемых усовершенствований или новых технологий с ранее применяемыми технологиями,
- вывод по спецразделу – *технологический эффект* т. е. чётко расписать то, что улучшило процесс, например, улучшило процесс СПО, укрепило стенки скважины, снизило количество вывозимых отходов технологических жидкостей, снизило непроизводительное время в цикле строительства скважин, сни-

зило загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта, снизило аварийность, упростило и/или ускорило какой-либо технологический процесс, сократило сроки строительства скважин и т.п.

Перечень рекомендуемых примерных тем специального раздела ВКР указан в Разделе IV настоящих указаний.

10. Экономический раздел

В экономическом разделе на основании полученных в спецразделе технологических эффектов (или одному эффекту) чётко расписать какой благодаря этим технологическим эффектам (или одному эффекту) получен *экономический эффект*.

В случае, если внедрение предлагаемых усовершенствований или новых технологий на одной скважине не приносит экономического эффекта, то рассчитываем на все скважины куста или на несколько скважин (10, 20, 30, 50 ... скважин или на отрезок времени (1, 3, 5... лет). До тех пор, пока не будет экономически реализовано предлагаемое усовершенствование или новая технология.

11. Заключение

В заключении вкратце должна быть описана значимость правильно спроектированной скважины для всего дальнейшего процесса её строительства и последующего получения высокого дебита скважины и даны логические выводы по выполненной работе.

А также резюмированы технологический(е) и экономический эффекты.

12. Список использованных источников литературы

В список рекомендуемых источников литературы должны быть включены только те источники литературы, которые действительно были использованы при формировании ВКР. Ссылки на источники по ходу пояснительной записки ВКР должны быть вставлены в квадратные скобки. На усмотрение магистранта, допускается либо указывать, либо не указывать ссылки, в случае если указывать – то ссылка на источник должна быть единожды и с учётом его алфавитного расположения в списке. В любом случае, использованные источники литературы должны быть расположены в алфавитном порядке по подгруппам – руководящая, техническая и вспомогательная (в том числе периодические издания и электронные ресурсы) литература, в сквозном порядке – список рекомендуемых источников литературы (и образец оформления списка использованных источников литературы) указаны в приложении VIII данного учебно-методического пособия.

В список использованных источников литературы обязательно должны быть включены следующие источники:

- «Проектная документация на строительство ...скважин» (т. е. рабочий (индивидуальный или групповой) проект)
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12.03.2013г., с дополнениями в редакции от 12.01.2015 г., приказ Ростехнадзора № 1 (т. е. актуальная версия).
- Учебно-методические рекомендации.

13. Приложения

В раздел «Приложения» включают материалы, дополняющие содержание ВКР:

- геолого-технический наряд.
- план расположения бурового оборудования.
- схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании направления.
- схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании кондуктора.
- схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании эксплуатационной колонны.
- другие нормативные документы (инструкции, планы работ и т. д.), чертежи, схемы, графики, иллюстрации вспомогательного характера (регламент приготовления и обработки бурового раствора, схема системы очистки бурового раствора и т. д.).

IV. Оформление ВКР

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

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

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

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

Перенос слов с одной строки на другую производится автоматически.

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

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

Разделы имеют порядковые номера в пределах всей ВКР и обозначаются арабскими цифрами без точки. Номер подраздела состоит из номеров главы (раздела) и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Разделы основной части дипломной работы следует начинать с нового листа (страницы).

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

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

Цифровой (графический) материал (далее – материалы), как правило, оформляется в виде таблиц, графиков, диаграмм, иллюстраций и имеет по тек-

сту отдельную сквозную нумерацию для каждого вида материала, выполненную арабскими цифрами. При этом обязательно делается надпись «Таблица» («График», «Диаграмма»), и указывается ее порядковый номер, а на следующей строке по центру строчными буквами (14 шрифт жирный) заголовок, кратко выражающий содержание приводимого материала.

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

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

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

Текст ВКР должен быть переплетен (сброшюрован).

Оформление иллюстраций (рисунков)

Количество иллюстраций в записке определяется их содержанием и должно быть достаточным для того, чтобы придать излагаемому тексту ясность и конкретность.

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.

Оформление таблиц

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

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

Каждая таблица должна иметь содержательный заголовок. Заголовок помещают под словом «Таблица». Слово «Таблица» и заголовок пишутся с прописной буквы. Заголовок не подчеркивают. Заголовки таблицы должны начинаться с прописных букв и иметь размерность величин. Размерность при числах в строках таблицы не допускается. Числовые значения в одной графе должны иметь одинаковое количество десятичных знаков.

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

Высота строк в таблице должна быть не менее 8мм. Не следует в таблицы включать графу «№№ п.п.». Делить головку таблицы по диагонали не допускается. Если в графе текст состоит из одного слова, его допускается заменять кавычками. Если повторяющийся текст состоит из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словом «то же», а далее кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, знаков, математических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

При переносе таблицы на следующую страницу записки головку таблицы следует повторить, и над ней поставить слово Таблица 5 (продолжение). Если головка таблицы громоздка, допускается ее не повторять. В этом случае пронумеровываются графы, и повторяется их нумерация на следующей странице. 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.

Оформление расчетных формул

Изложение расчетного материала рекомендуется вести от первого лица множественного числа, например, преобразуем, вычисляем, определяем и т. д. При этом может быть использована и форма третьего лица, например, принимается, определяется и т. д.

Уравнения и формулы не должны смешиваться с текстом пояснительной записки и пишутся на середине строки, а связующие их слова (следовательно, откуда, так как, или) – в начале строки.

Выше и ниже каждой формулы должно быть оставлено не менее одной свободной строки. Если формула (уравнение) не умещается в одну строку, то она переносится на следующую строку после знака (=) или после знаков (+), минус (–), умножения (x), деления (:). Эти знаки проставляются в конце одной строки и в начале следующей.

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

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

$$K_{np} = \frac{Q}{\Delta p_{nl}}, \text{ м}^3/\text{сут} * \text{МПа}. \quad (69)$$

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

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

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

Пример оформления формулы:

$$\Delta p_{nl} = \frac{\mu Q}{2\pi kh} \ln \frac{R_K}{r_c}, \quad (70)$$

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).

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...».

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.

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).

Порядок сшивки ВКР: чистый лист, титульный лист, задание на выполнение ВКР, содержание ВКР, вся остальная часть ВКР согласно структуре ВКР, отзыв научного руководителя, антиплагиат, презентация ВКР.

V. Оформление презентации ВКР

Презентация ВКР должна содержать не менее 10 и не более 15 слайдов, так чтобы докладчик смог изложить её в течение не более 10 минут.

Материал должен быть представлен по существу и соответствовать тому, что действительно имеет место быть в пояснительной записке ВКР.

Качество слайдов должно быть высоким, как по разрешающей способности, так и по грамотности, текст и изображения должны быть хорошо читаемыми и воспринимаемыми.

Разрешается собственное стилистическое оформление, но с обязательным указанием на титульном листе презентации сведений, указанных на титульном листе шаблона презентации.

VI. Оформление отзыва научного руководителя и задания на выполнение ВКР

Шаблон оформления презентации ВКР указаны в Приложении:

- задание на выполнение ВКР – приложение № 3;
- отзыв научного руководителя – приложение № 2. Отзыв научного руководителя должен иметь отступ слева – 30 мм.

VII. Порядок защиты ВКР

При защите ВКР студент чётко и грамотно излагает актуальность, объект и предмет, цели и задачи исследования, дает краткое описание технико-технологической базы и представляет результаты работы.

ВКР оценивается на основании:

- отзыва научного руководителя, содержащий качественную оценку степени решения поставленных цели и задач;
- уровня профессиональности и самостоятельности проведения исследования;
- наличия практических рекомендаций;
- соответствия оформления данной ВКР установленным требованиям.

Основными качественными критериями оценки ВКР являются:

- актуальность 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 ВКР и её презентации;
- умение вести полемику по теоретическим и практическим вопросам, глубина и правильность ответов на вопросы руководителя.

Оценки **«отлично»** заслуживают ВКР, 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 должна соответствовать действующим ГОСТ, содержать приложения в виде схем, таблиц, графиков, иллюстраций и т. д.

В тех случаях, когда ВКР не в полной мере отвечает перечисленным выше требованиям, она оценивается более низким баллом.

VIII. Список рекомендуемых источников литературы (и образец оформления списка использованных источников литературы)

Регламентирующая документация

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12.03.2013 г., с дополнениями в редакции от 12.01.2015 г., приказ Ростехнадзора № 1.
2. Проектная документация 212Б. 00-00-ИОС-05 «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин Ельниковского месторождения». Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Подраздел 5 «Технологические решения». ООО «СамараНИПИнефть». 2012 г.
3. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 3900147001-767-2000. – Краснодар, НПО «Бурение», 2000. – 278 с.

Основная техническая литература

4. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: учебное пособие. – СПб: ООО «Недра», 2011. – 268 с.
5. Ашрафьян М.О., Луничкин В.А., Динмухаметов Д.Х. Совершенствование технологии цементирования скважин. – М.: Недра, 1986.
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М., 2006 – 680 с.
7. 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.
8. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 2000. – 670 с.
9. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Терминологический словарь – справочник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 255 с.
10. Булатов А.В., Долгов С.В. Спутник буровика: Справочное пособие в 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006 – 534 с.
11. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990.
12. Булатов А.И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. – М., Недра, 1976.
13. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении. Справочное пособие. – М.: РГГРУ, 2007. – 668 с.

14. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин: справочное пособие. – М.: Недра, 1989.
15. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Российский государственный геологоразведочный университет. – М.: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз, 2008 – 848 с.
16. 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.
18. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам – Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005. – 664 с.
19. 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.
20. Элияшевский И.В. Типовые задачи и расчеты в бурении. Учебное пособие для техникумов. – 2-е изд, перераб. и доп. – М., Недра, 1982. – 296 с.

Вспомогательная литература

1. Иванова Т.Н., Сафронов С.И. Методические указания по оформлению контрольной работы, отчета по практике, курсовой работы (проекта), выпускной квалификационной работы для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», профиль 21.03.01.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин», профиль 21.03.01.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин» (для иностранных студентов) и направления подготовки магистров 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», профиль 21.04.01.02 «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях» – Ижевск: ФГБОУ ВО УДГУ, 2017. – 45 с.

Периодические издания и электронные ресурсы:

1. Журнал «Бурение и нефть». – URL: <http://burneft.ru>
2. Журнал «Геология нефти и газа». – URL: <http://www.geoinform.ru>
3. Журнал «Нефтегазовая вертикаль». – URL: <http://ngv.ru>
4. Журнал «Нефть России». – URL: <http://press.lukoil.ru>
5. Журнал «Нефтяное хозяйство». – URL: <http://www.oil-industry.ru>.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА им. М.С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность «Бурение нефтяных и газовых скважин»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
на тему

«.....»

Работу выполнил
студент группы _____

Ф.И.О.

Научный руководитель,
ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Консультанты:

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ
ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Нормоконтролёр
ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Допуск к защите
ученая степень, ученое звание

Ф.И.О.

Ижевск
20... г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ОТЗЫВ
научного руководителя
на выпускную квалификационную работу

Обучающегося _____
(Ф.И.О. полностью)

института нефти и газа им. М.С. Гуцериева,
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
группы _____,
направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело,
_____ формы обучения,

научный руководитель _____
(Ф.И.О. полностью, ученая степень, звание, должность)

на тему _____

Характеристика работы обучающегося в период подготовки ВКР

В отзыве раскрываются: актуальность темы; практическая значимость работы; профессионализм выполнения; глубина исследования; краткая характеристика и оценка содержания; достоинства (недостатки) обучающегося, проявленные при выполнении работы; возможность практического использования и освоения компетенций.

Научный руководитель _____

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

_____ (подпись)

« ____ » _____ 20 ____ г.

С отзывом ознакомлен _____ / _____
(подпись) (фамилия, инициалы обучающегося)

« ____ » _____ 20 ____ г.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. М.С. ГУЦЕРИЕВА
Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин**

ЗАДАНИЕ

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

группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

1. Тема ВКР

Утверждена приказом по университету от _____ 202 г. № _____.

2. Исходные данные к ВКР _____.

3. Содержание:

1. Геологический раздел
2. Технологический раздел
3. Мероприятия по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважины
4. Спецраздел
5. Экономический раздел

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

4. Перечень графического материала, выносимого на защиту:

Дата выдачи задания «_____» _____ 202 г.

Консультант _____

Задание принял к исполнению студент _____