

**МИНОБРНАУКИ 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 курсового проекта

**дисциплина: «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»**

для магистрантов очной и заочной форм обучения  
направления подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело»

Направленность (профиль) 21.04.01.02 «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»



Ижевск  
2018

УДК 622.245 (075.8)  
ББК 33.362.05р30  
М545

*Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ*  
Рецензент: главный специалист ООО «СамараНИПИнефть», кандидат  
технических наук О.В. Ножкина

**Составитель:** доцент кафедры БНГС Институт нефти и газа им. М.С.  
Гуцериева, кандидат наук, Кузьмин В.Н.

Методические указания по оформлению курсового проекта, дисциплина «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях» для магистрантов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», направленность (профиль) 21.04.01.02 «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических / составитель: Кузьмин В.Н., – Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2018 г. – 66с.

В методических указаниях изложены требования к составлению курсового проекта по курсу «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях», принципы расчета обсадных колонн, определение технологических параметров процесса цементирования, скорости спуска обсадной колонны и др., необходимых для составления плана заключительных работ при строительстве скважин.

Методические указания рекомендуются для магистрантов направления подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», направленность (профиль) 21.04.01.02 - «Строительство нефтяных и газовых скважин», очной и заочной форм обучения.

## Содержание

Введение.....	4
I. Общие положения по организации и выполнению курсового проекта...5	5
II. Рекомендации по написанию разделов курсового проекта.....6	6
III. Оформление курсового проекта.....41	41
IV. Защита курсового проекта.....43	43
V. Список рекомендуемой литературы.....44	44
VI. Приложения.....46	46

## Введение

Настоящие методические указания (МУ) устанавливают регламентированные требования к структуре и правилам оформления курсовых проектов (КП), выполняемых студентами направления подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», направленность (профиль) 21.04.01.02 - «Строительство нефтяных и газовых скважин», очной и заочной форм обучения в соответствии с требованиями Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования.

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

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

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

Задачи методических указаний – подготовить и сформировать на базе теоретических знаний и практических навыков, полученных студентом за период изучения специальных дисциплин, в соответствии с требованиями руководящих документов и ГОСТ.

### ***Перечень используемых условных обозначений, сокращений, терминов, использованных в методическом указании:***

МУ – методическое указание,

КП – курсовой проект,

НОРМ – соединение обсадных труб (ОТ) 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 – спускоподъёмные 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 КП**

Целью подготовки курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях» является:

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

Курсовой проект должен быть выполнен на высоком теоретическом уровне и свидетельствовать о готовности студента к практической деятельности. Одновременно с прохождением практики студент обязан собрать по месту практики всю информацию и материалы для квалифицированного выполнения КП, руководствуясь методическими указаниями и консультациями руководителей практики и проекта.

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

Заведующий кафедрой, обеспечивающей научное руководство КП:

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

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

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

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

КП имеет своей целью:

- закрепление и систематизацию полученных в период изучения дисциплины «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»

теоретических и практических знаний, применение их при решении научных и технологических задач строительства нефтяных и газовых скважин;

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

Темы КП предлагаются студентам на выбор кафедрой, обеспечивающей научное руководство. Студент имеет право выбрать одну из предложенных кафедрой тем или предложить собственную с обоснованием выбора. Рекомендуемый перечень тем по курсовому проектированию по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях» представлен в приложении №7 данного методического указания.

Исходными материалами к выполнению КП являются материалы, собранные студентом в период прохождения производственной практики.

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

КП должен отвечать требованиям Федерального государственного образовательного стандарта. При оформлении КП необходимо использовать «Методические указания по оформлению контрольной работы, курсовой работы (проекта), выпускной квалификационной работы», Ижевск, 2017г.

Дата представления КП на кафедру – за 5 дней до его защиты.

## **II. Рекомендации по составлению разделов КП:**

### **Структура КП**

1. Титульный лист.
2. Содержание (оглавление) КП.
3. Перечень используемых условных обозначений.
4. Введение.
5. Исходные данные для составления проекта. Общие сведения о районе работ.
6. Геологический раздел.
7. Технологический раздел.
  - 7.1. Конструкция скважины.
  - 7.2. Профиль ствола скважины.
  - 7.3. Расчёт обсадных колонн на прочность.
    - 7.3.1. Расчёт направления на прочность.
    - 7.3.2. Расчёт кондуктора на прочность.
    - 7.3.3. Расчет эксплуатационной колонны на прочность.
    - 7.3.4. Расчёт промежуточной колонны на прочность.

- 7.4. Расчет глубины спуска кондуктора.
  - 7.5. Расчет максимально допустимой глубины спуска бурильных труб.
  - 7.6. Крепление скважины.
    - 7.6.1. Обсадные трубы.
    - 7.6.2. Цементирование обсадных колонн.
      - 7.6.2.1. Расчет цементирования эксплуатационной колонны.
        - 7.6.2.1.1. Расчет одноступенчатого цементирования.
        - 7.6.2.1.2. Расчет двухступенчатого (порционного, секционного) цементирования.
      - 7.6.2.2. Расчет цементирования промежуточной колонны и/или кондуктора.
      - 7.6.2.3. Расчет цементирования направления.
  - 7.7. Испытание скважины.
    - 7.7.1. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.
      - 7.7.1.1. Интенсификация притока нефти в скважину.
      - 7.7.1.2. Гидродинамические исследования и исходные данные для расчета затрат при освоении.
8. Промышленная и экологическая безопасность.
- 8.1. Общие организационно-технические требования.
  - 8.2. Требования к персоналу.
  - 8.3. Требования к территории, объектам и рабочим местам.
  - 8.4. Промышленная санитария.
  - 8.5. Общие сведения охраны окружающей среды.
  - 8.6. Рекультивация земельного участка.
  - 8.7. Охрана поверхностных и подземных вод.
  - 8.8. Техника безопасности при строительстве скважин.
  - 8.10. Противопожарная безопасность.
  - 8.11. Меры безопасности при обращении с кислотами, щелочами и другими токсичными веществами.
9. Заключение.
10. Список использованной литературы.
11. Приложения:
- А). Геолого-технический наряд.
  - Б). План расположения бурового оборудования.
  - В). Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании направления.
  - Г). Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании кондуктора.
  - Д). Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании эксплуатационной колонны.
  - Е). Другие нормативные документы (инструкции, планы работ и т.д.), чертежи, схемы, графики, иллюстрации вспомогательного характера.

**1. Титульный лист** - образец оформления титульного листа представлен в приложении №1 данного МУ.

**2. Содержание (оглавление) КП** - по типу указанной выше структуры КП.

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

**4. Введение.**

В разделе указывается роль и значение правильно выбранного подхода к проводимым технологическим операциям при заканчивании (креплении, освоении и испытании) скважин. Указывается актуальность и цель выполняемой работы. Указывается количество страниц (листов), рисунков, схем и т.п. в КП.

**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, м	
4. Максимальная глубина промерзания грунта, м	
5. Продолжительность отопительного периода в году, сут.	
6. Преобладающее направление ветра	
7. Наибольшая скорость ветра, м/с	
8. 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	

## Основные проектные данные

Наименование	Значение
1	2
1. Номер района строительства скважины (или морской район)	
2. Номера скважин, строящихся по данному проекту	
3. Площадь (месторождение)	
4. Расположение (суша, море)	
5. Глубина моря на точке бурения, м	
6. Цель бурения и назначение скважины	
7. Проектный горизонт	
8. Проектная глубина, м	
по вертикали	
по стволу	
9. Число объектов испытания	
в колонне	
в открытом стволе	
10. Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	
11. Тип профиля	
12. Азимут бурения, град	
13. Максимальный зенитный угол, град	
14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	
15. Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	
16. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	
17. Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	
18. Категория скважины	
19. Металлоемкость конструкции, кг/м	
20. Способ бурения	
21. Вид привода	
22. Вид монтажа (первичный, повторный)	
23. Тип буровой установки	
24. Тип вышки	
25. Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	
26. Номер основного комплекса бурового оборудования	
27. Максимальная масса колонны, т	
обсадной	
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 КП освещаются и детализируются все особенности и условия проведения буровых работ на площади (месторождении), приводится геологическая характеристика района работ в следующем порядке:

- Тектоника. Приводятся данные по тектоническому строению геологического разреза месторождения (носит описательный характер).
- Литолого-стратиграфическая характеристика. В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.
- Коллекторские свойства продуктивных пластов. Пористость, трещиноватость, проницаемость, гидропроводность.
- Нефтегазоводоносность. Приводятся данные по физико-химическим свойствам пластовых флюидов.
- Градиенты давления. Пластовые (поровые) давления, давления гидравлического разрыва пластов, 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 <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	порового давления, (МПа/м)·10 <sup>2</sup>	гидроразрыва пород, (МПа/м)·10 <sup>2</sup>	горного давления, (МПа/м)·10 <sup>2</sup>	геотермический, °С/100м
1	2	3	4	5	6

Таблица 5

## Нефтеносность

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

Параметры растворенного газа					
газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> /сут	Плотность газоконденсата, кг/м <sup>3</sup>		Фазовая проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
	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 <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме					
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы		
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>
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 <sup>3</sup> /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 <sup>2</sup>		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 9

## Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup>	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 газонефтеводопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м <sup>3</sup>		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 <sup>3</sup>	водоотдача, см <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6

Таблица 13

## Прочие возможные осложнения

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

Таблица 14

## Характеристика вскрываемых пластов

Индекс пласта	Интервал залегания, м		Тип коллектора	Тип флюида	Пористость, %	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коэффициент газо-, конденсато-, нефтенасыщенн	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 <sup>3</sup>
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, гидropескоструйная, 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 гидropескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	плотность, кг/м <sup>3</sup>								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 аэрацией; темперный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста и др. дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5

Таблица 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 <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 24

**Промыслово-геофизические исследования**

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

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 <sup>3</sup>	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м <sup>3</sup> /сут	давление на устье, МПа	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установ ки, м	тип	плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

## 7. Технологический раздел

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

*Технологическую часть КП рекомендуется излагать в следующем порядке:*

### 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.

## 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 <sup>2</sup>		Характеристика давлений пластового (порового) и гидроразрыва пород. Эквивалент градиента давлений									Глубина спуска колонны, м	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>
			пластовое, Р <sub>пл</sub>	Гидро-разрыва, Р <sub>гр</sub>	0,8	0,9	1,0	1,1	2,0	2,1	2,2	2,3			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	

Таблица 28

## Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

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

Окончание табл. 28

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

Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

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

## 7.2. Профиль ствола скважины

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

## 7.3. 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,

$L_i$  – до верхнего конца i-й секции обсадной колонны,

z – до рассчитываемого сечения;

$l_i$  – длина i-й секции обсадной колонны, м,

$\rho$  г.отн. – относительная плотность газа по воздуху.

Плотность, г/см<sup>3</sup>:

$\rho$  о.ж. – опрессовочной жидкости,

$\rho$  б.р. – бурового раствора за колонной,

$\rho$  в. – жидкости в колонне,

$\rho$  ц.р. – тампонажного цементного раствора за колонной,

$\rho$  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:

$R_{стр}$  – страгивающая,

$R_{доп}$  – допускаемая осевая,

m – коэффициент сжимаемости газа,

k - коэффициент разгрузки цементного кольца,

Коэффициент запаса прочности при расчете:

$n_1$  – на наружное избыточное давление,

$p_2$  – на внутреннее избыточное давление,

$p_3$  – на растяжение.

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

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

### 7.3.1. Расчёт направления на прочность

Расчет на смятие и страгивание не производится, так как глубина спуска направления незначительная.

Определяем вес направления:

$$Q_H = H \times P_{кр}, \quad (1)$$

где  $H$  – глубина (м)

$P_{кр}$  - давление критическое (сминающее) для обсадных труб в зависимости от группы прочности и толщины их стенки.

Определяем запас труб (5% на 1000 метров труб) для направления -  $L_H$ :

$$L_H = 5/1000 * H \quad (2)$$

$$\text{Общий вес колонны } Q_{\text{общ.н}} = Q_H + (L_H \times P_{кр}) \quad (3).$$

### 7.3.2. Расчёт кондуктора на прочность

Расчет на смятие и страгивание не производится, так как глубина спуска кондуктора относительно небольшая.

Определяем безопасную величину снижения уровня в кондукторе, которое может иметь место в случае наличия зон катастрофического ухода промывочной жидкости ниже башмака кондуктора по формуле:

$$H_{\text{без}} = 10 * P_{кр} / \gamma_{ж} * P_{см} \quad (4)$$

где  $P_{кр}$  - критическое давление (сминающее);

$P_{см}$  - запас прочности на смятие, равное 1,0;

$\gamma_{ж}$ - удельный вес жидкости, равное 1,0 г/ см<sup>3</sup>;

10 – постоянный коэффициент.

Делаем выводы на основании полученных расчётов - выбираем справочно марку стали и толщину труб (или делаем вывод о соответствии данных из рабочего проекта).

Определяем вес кондуктора:

$$Q_k = H \times P_{кр}, \quad (5)$$

где  $H$  – глубина (м),

$P_{кр}$  - давление критическое (сминающее) для обсадных труб в зависимости от группы прочности и толщины их стенки.

Определяем запас труб (5% на 1000 метров труб) для кондуктора –  $L_k$

$$L_k = 5/1000 * H \quad (6)$$

$$\text{Общий вес колонны: } Q_{общ.к} = Q_n + (L_k \times P_{кр}) \quad (7).$$

### 7.3.3. 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.

Расчёт колонны начинают с нижней трубы первой секции (счёт ведётся снизу вверх).

Таблица 30

Минимально необходимое избыточное внутреннее  
Устьевое давление при испытании на герметичность ( $P_{оп}$ )

Наружный диаметр колонны, мм	Значение $P_{оп}$ , 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.

Таблица 31

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

Схема I.

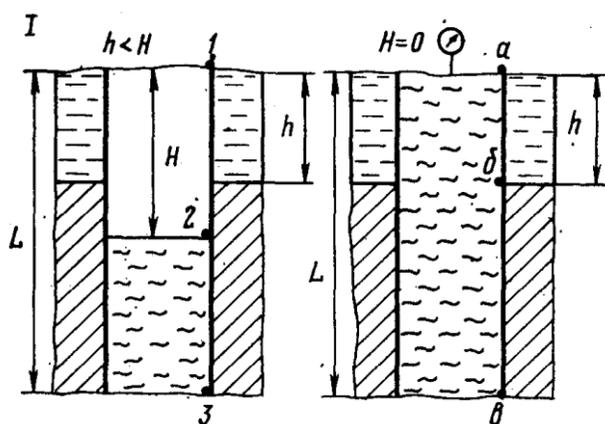


Рис. 1

Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; p_{н.и.z} = 0,01 * \rho_{б.р.} * z; \quad (8)$$

$$2: z = h; p_{н.и.z} = 0,01 * \rho_{б.р.} * h; \quad (9)$$

$$3: z = L; p_{н.и.z} = 0,01 * ((\rho_{ц.р.} - \rho_{в.}) * L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) * h + \rho_{в.} * H) * (1 - \kappa); \quad (10)$$

Внутренние избыточные давления в точках:

$$а: z = 0; p_{в.и.z} = 1,1 * p_y \text{ или } p_{в.и.z} = p_{оп} \text{ (принимается большая величина)} \quad (11)$$

$$б: z = h; p_{в.и.z} = 1,1 * p_y - 0,01 * (\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.}) * z \text{ при } 1,1 * p_y > p_{оп} \quad (12)$$

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

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

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

$$в: z = L; p_{в.и.z} = (1,1 * p_y - 0,01 * ((\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.}) * L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) * h)) * (1 - \kappa) \text{ при } 1,1 * p_y \leq p_{оп}. \quad (13)$$

Схема II.

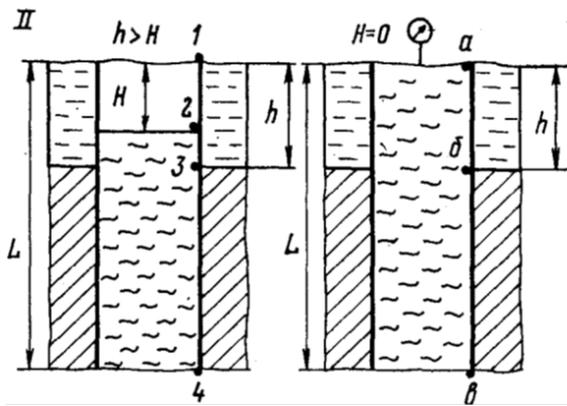


Рис. 2

1. Наружные избыточные давления в точках:

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

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

$$3. z=h; p_{н.и.z} = 0,01[\rho_{б.р.} * z - \rho_{в.}(z-H)]; \quad (16)$$

$$4. z=L; p_{н.и.z} = 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{в.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h + \rho_{в.}H](1-k) \quad (17)$$

2. Внутренние избыточные давления в точках:

$$a. z=0; p_{в.и.z} = 1,1p_y \text{ или } p_{в.и.z} = p_{оп} \text{ (принимается большая величина)} \quad (18)$$

$$б. z=h; p_{в.и.z} = 1,1p_y - 0,01(\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.})z \text{ при } 1,1p_y > p_{оп} \quad (19)$$

$$\text{или } p_{в.и.z} = p_{оп} - 0,01(\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.})z \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп} \quad (20)$$

$$в. z=L; p_{в.и.z} = \{1,1p_y - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-k) \text{ при } 1,1p_y > p_{оп} \\ \text{или } p_{в.и.z} = \{p_{оп} - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-k) \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп} \quad (21)$$

Схема III.

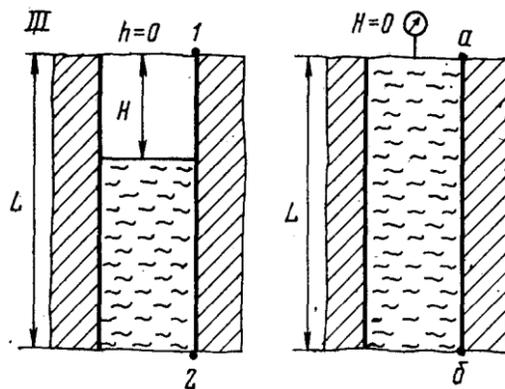


Рис. 3

Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; p_{н.и.z} = 0,01 * \rho_{ц.р.} * z; \quad (22)$$

$$2: z = L; p_{н.и.z} = 0,01 * ((\rho_{ц.р.} - \rho_{в.}) * L + \rho_{в.} * H) * (1 - k); \quad (23)$$

Внутренние избыточные давления в точках:

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

в:  $z = L$ ;  $p_{в.и.з} = (1,1 * p_y - 0,01 * ((\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.}) * L)) * (1 - \kappa)$  при  $1,1 * p_y > p_{оп}$   
или  
 $p_{в.и.з} = (p_{оп} - 0,01 * ((\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.}) * L)) * (1 - \kappa)$  при  $1,1 * p_y \leq p_{оп}$ . (24)

Схема IV.

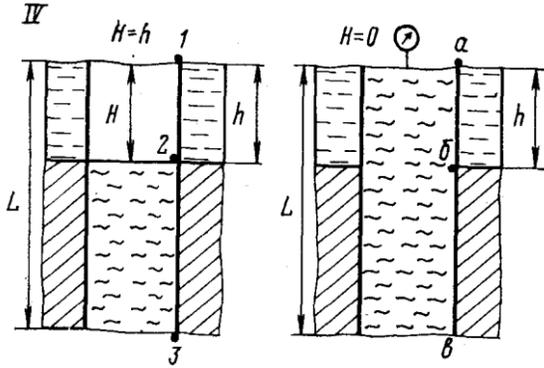


Рис. 4

1. Наружные избыточные давления в точках:

1.  $z=0$ ;  $p_{н.и.з} = 0,01\rho_{б.р.} * z$ ; (25)

2.  $z=h$ ;  $p_{н.и.з} = 0,01\rho_{б.р.} * h$ ; (26)

3.  $z=L$ ;  $p_{н.и.з} = 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{в.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h + \rho_{в}H](1-\kappa)$  (27)

2. Внутренние избыточные давления в точках:

а.  $z=0$ ;  $p_{в.и.з} = 1,1p_y$  или  $p_{в.и.з} = p_{оп}$  (принимается большая величина) (28)

б.  $z=h$ ;  $p_{в.и.з} = 1,1p_y - 0,01(\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.})z$  при  $1,1p_y > p_{оп}$  (29)

или  $p_{в.и.з} = p_{оп} - 0,01(\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.})z$  при  $1,1p_y \leq p_{оп}$  (30)

в.  $z=L$ ;  $p_{в.и.з} = \{1,1p_y - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-\kappa)$  при  $1,1p_y > p_{оп}$   
или  $p_{в.и.з} = \{p_{оп} - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-\kappa)$  при  $1,1p_y \leq p_{оп}$  (31)

**Примечание:** для всех приведенных выше схем  $p_y = p_{пл}L - 0,01 * \rho_{в} * L$ .

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

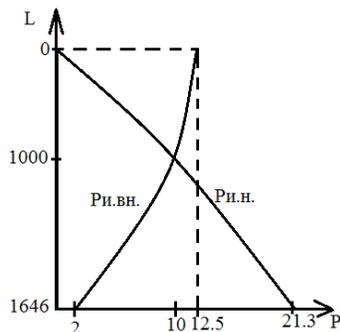


Рис. 5

Определяют значение  $n_1 P_{н.и.Л}$ . По табличным данным приложений находят, что этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности Д÷Г 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:  $P_{н.и.з} = P_{кр} / n_1$

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

$$l_1 = L - l_{доп.2} \quad (32)$$

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

$$l_2 = l_{доп.2} - l_{доп.3} \quad (33)$$

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:

$$l_3 = \frac{P_{стр.з} / n_3 - (Q_1 + Q_2)}{q_3} \quad (34)$$

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

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

$$n_2 = \frac{[P_{вд}]}{P_{в.и.з.}} \geq 1,15 \div 1,45 \quad (35)$$

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

7.3.4. Расчёт промежуточной колонны на прочность – производим расчёты аналогично расчётам подраздела 7.3.3.

#### 7.4. Расчет глубины спуска кондуктора

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

Расчет производится из соотношения:

$$\frac{0,95 \times 0,1 \times \rho_n \times H_k}{(P_{nl} - 0,1 \times (L - H_k)) \times 1,05} \quad (36)$$

Откуда следует, что:

$$H_k = \frac{10 \times P_{nl} - \rho_\phi \times L_{nl}}{0,905 \times \rho_n - \rho_\phi} \quad (37)$$

где:

$\rho_n$  – нормальное уплотнение горных пород, г/см<sup>3</sup>;

$H_k$  – расчетная глубина спуска колонны, м;

$P_{nl}$  – пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>;

$\rho_\phi$  – плотность флюида, г/см<sup>3</sup>;

$L_{nl}$  – глубина кровли пласта, м

## 7.5. 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:

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{УБТ}} + G) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_m}\right) - (p_0 + p_n)/F_k}{kq_{\text{БТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_m}\right)} \quad (38)$$

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;

$\rho_{\text{б.р.}}$ ,  $\rho_m$  – плотности бурового раствора и материала труб, г/см<sup>3</sup>;

$p_0$ ,  $p_n$  – перепады давления на долоте и турбобуре, МПа;

$F_k$  – площадь проходного канала трубы, м<sup>2</sup>;

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

$G$  – вес забойного двигателя, МН.

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

$\sigma_T$  – предел текучести материала труб, МПа;

$F_{\text{тр}}$  – площадь сечения, м<sup>2</sup>;

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

$$Q_p = Q_{пр}/n \quad (39)$$

где:

$Q_{пр}$  – предельная нагрузка, МН.

$$q_{БТ} = \frac{q_1 l + q_2 + q_3}{l}, \quad (40)$$

где:

$q_1$  – вес единицы длины гладкой трубы, МН;

$q_2$  – вес высаженных концов, МН;

$q_3$  – вес бурильного замка, МН;

$l$  – длина трубы, м.

$$\text{Общая длина колонны: } L = l_{доп} + l_{УБТ}. \quad (41)$$

Если бурильная колонна состоит из труб разных диаметров, разных толщин стенок и групп прочности материала труб, то такая колонна называется многоразмерной или многоступенчатой. Например, двухступенчатая состоит в верхней части из труб большего диаметра, а в нижней – из труб меньшего диаметра. В данном случае длины секций нижней ступени определяются по формулам 45 и 46:

$$l_{доп} = \frac{Q_p - k(Q_{УБТ} + G) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_M}\right) - \frac{p_0 + p_{п}}{F_k}}{k q_{БТ} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_M}\right)} \quad (42)$$

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k q_{БТ2} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_M}\right)}, \quad (43)$$

где:

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

$q_{БТ2}$  – вес 1 м труб второй секции бурильной колонны, МН.

Длины первой и второй секций верхней ступени:

$$l_{m+1} = \frac{Q_{p(m+1)} - Q_{pm} - p_0 F'_k}{k q_{(m+1)} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_M}\right)} \quad (44)$$

$$\text{и } l_{m+2} = \frac{Q_{p(m+2)} - Q_{p(m+1)}}{k q_{(m+2)} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_M}\right)}, \quad (45)$$

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 ступени буровой колонны, м<sup>2</sup>;

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

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

## 7.6. Крепление скважины

### 7.6.1. Обсадные трубы

Таблица 33

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 <sup>2</sup>		внутреннее, кгс/см <sup>2</sup>	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 34

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 35

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 diam. мм	тип соединения	группа прочности	толщина стенки, мм	масса 1 м, кг	избыт. давл.		растя. (стригиван.)
												наруж-ное	внутрен-нее	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

## 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

Таблица 37

## 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			количество, шт.	глубина установки, м	
					диаметр, мм	длина (высота), м	масса, т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 38

## 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 samozapолнения (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 запасе 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 39

## 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 <sup>3</sup>		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 <sup>2</sup>
				раздельно спускаемой части	цеменного кольца	раздельно спускаемой части	цеменного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

## 7.6.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 40

Общие сведения о цементировании обсадных колонн

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

Таблица 41

Характеристика жидкостей для цементирование

Номер колонны 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 <sup>3</sup>	время начала схватывания, мин	растекание, мм	водоотделение, мл	время загустевания Вс, мин	прочность через 2 суток, МПа	стойкость к агрессивным средам	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 42

Компонентный состав жидкостей для цементирование и характеристики компонентов

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

Таблица 43

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

Наименование колонны	Режим работы цементировочных агрегатов												
	Наименование технологической операции	объем закачанной жидкости, м <sup>3</sup>	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 44

## Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Номер схемы обвязки цементиловочной техники	Потребное количество ЦА										
			от (верх)	до (низ)		основных						опрессовки				
						тип	всего	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 45

## 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 46

## Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементиловочной 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

Таблица 47

## 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, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{в}$  – плотность воды, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{ц.р.}$  – плотность тампонажного цементного раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_0$  – плотность облегчённого тампонажного раствора,

$\rho_{п.р.}$  – плотность продувочного раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{б.р.}$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{буф}$  – плотность буферной жидкости, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{у}$  – плотность тампонажного утяжелённого раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\gamma_n$  – насыпная объёмная масса цемента, т/м<sup>3</sup>;

$m$  – водоцементное отношение для тампонажного цемента;

$m_0$  – 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;

$\Delta$  – толщина фильтрационной корки, м;

$\alpha$  – угол наклона скважины.

$q_I, q_{II}, q_{III}$  – подача цементировочного агрегата на I, II, III скорости, дм<sup>3</sup>/с.

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

$$\rho_{ц.р.} = \frac{1 + m}{\frac{1}{\rho_{ц}} + \frac{m}{\rho_{в}}} \quad (46)$$

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

$\rho_{ц}$  – плотность цемента;

$\rho_{в}$  – плотность воды;

$m$  – водоцементное отношение.

$$T_d = \frac{2T_{ст} + t_0}{3} \quad (47)$$

$T_d$  – динамическая температура у забоя скважины;

$T_d$  – 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

$$V_{\text{буф. min}} = 1,57 \left( k_y - 1 + \frac{2\Delta}{D_{\text{дол}}} * \frac{\frac{D_{\text{дол}}}{D_{\text{н}}} + 1}{\frac{D_{\text{дол}}}{D_{\text{н}}}} \right) (D_{\text{дол}}^2 - D_{\text{н}}^2) H_{\text{ц.р.}} \quad (48)$$

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

$$V_{\text{буф.кр.}} = 0,785 \frac{\rho_{\text{б.р.}} L_{\text{пл}} - \frac{110 \rho_{\text{пл. max}}}{\cos \alpha}}{\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{буф}}} (D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{н}}^2) \quad (49)$$

$$D_{\text{скв}} = k \times D_{\text{дол}} \quad (50)$$

4. Объём буферной жидкости принимается из условия

$$V_{\text{буф. min}} \leq V_{\text{буф}} < V_{\text{буф. кр.}}$$

Примечания:

- 1) если  $V_{\text{буф. min}} > 20 \text{ м}^3$ , 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

$$h_{\text{буф}} = \frac{V_{\text{буф}}}{0,785 (D_{\text{ср.п.к}}^2 - D_{\text{н}}^2)} \quad (51)$$

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

$$D_{\text{ср.п.к}} = \frac{D_{\text{вн 1}} l_1 + D_{\text{вн 2}} l_2 + D_{\text{вн 3}} l_3}{l_1 + l_2 + l_3} \quad (52)$$

6. Высота столба бурового раствора в затрубном пространстве

$$h_{\text{б.р.}} = H_{\text{п.к.}} - H_1 - h_{\text{буф}} \quad (53)$$

7. Определение требуемого количества тампонажного цементного раствора

$$V_{\text{ц.р.}} = 0,785 ((D_{\text{в.п.к.}}^2 - D_{\text{н}}^2) H_1 + (D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{н}}^2) H_2 + d^2 h) \quad (54)$$

8. Расчёт массы тампонажного цемента

$$G = \frac{1,05}{1+m} \rho_{\text{ц.р.}} V_{\text{ц.р.}} \quad (55)$$

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

9. Определение объёма воды для затворения тампонажного цемента

$$V_B = 1,1mG \quad (56)$$

1,1 – коэффициент резерва жидкости затворения.

10. Объём продавочного раствора

$$V_{п.р.} = 0,785(d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + d_3^2 l_3 + d_4^2 l_4 + d_5^2 l_5)k_c \quad (57)$$

$d_1, d_2, d_3, d_4, d_5$  – 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 цементировочных агрегатов (ЦА) для обеспечения технологически необходимой скорости восходящего потока тампонажного цементного раствора в затрубном пространстве (принята 1,8 м/с)

$$Q = F_{затр} V \quad (58)$$

$$F_{затр} = \frac{V_{ц.р.} - V_{стак}}{H_{ц.р.}} \quad (59)$$

$V_{стак}$  – объём цементного стакана

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

$$Q = \sqrt{\frac{\left(\frac{p_{г.р.}}{k_D} - 0,01((L_{г.р.} + H_{ц.р.})\rho_{ср2} + H_{ц.р.}\rho_{ср1})\right)(D_{скв}^3 - D_H^3)(D_{скв}^2 + D_H^2)}{8,26(\lambda_{ц.р.}\rho_{ср1}H_{ц.р.} + \lambda_{б.р.}\rho_{ср2}(L_{г.р.} - H_{ц.р.}))}}$$

$$H_{ц.р.} = h_{ц.р.} + h_0$$

$$h_{ц.р.} = \frac{100p_{г.р.} - (H_{ц.р.} - L + L_{г.р.})\rho_0 - h_{буф}\rho_{буф} - h_{б.р.}\rho_{б.р.}}{\rho_{ц.р.} - \rho_0} \quad (60, 61)$$

$\lambda_{ц.р.}, \lambda_{б.р.}$  – 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

$$p_k = p_p + p_{тр} + p_{затр} \quad (62)$$

$p_p$  – максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве в конце цементирования при  $p_{ц.р.} = p_{б.р.}$

$$p_p = 0,01(H_{ц.р.} - h)(\rho_{ц.р.} - \rho_{п.р.}) \quad (63)$$

давление на преодоление гидравлических сопротивлений в трубах:

$$p_{тр} = 8,26\lambda_{б.р.}\rho_{б.р.}\frac{Q^2 L}{d_{ср}^5} \quad (64)$$

средневзвешанный внутренний диаметр эксплуатационной колонны:

$$d_{ср} = \frac{d_1 * l_{c1} + d_2 * l_{c2} + d_3 * l_{c3} + d_4 * l_{c4} + d_5 * l_{c5} \dots + d_n * l_{cn}}{L} \quad (65)$$

$l_c$  – длина секции;

$l$  – общая длина секций;

давление на преодоление гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве:

$$p_{затр} = 8,26\lambda_{ц.р.}\rho_{ц.р.}\frac{Q^2 H_{ц.р.}}{(D_{скв} - D_H)^3 (D_{скв} + D_H)^2} + 8,26\lambda_{б.р.}\rho_{ср2}\frac{Q^2 (L - H_{ц.р.})}{(D_{ср.п.к} - D_H)^3 (D_{ср.п.к} + D_H)^2}$$
$$\rho_{ср2} = \frac{\rho_{буф} h_{буф} + \rho_{п.р.} h_{б.р.}}{(h_{буф} + h_{б.р.})} \quad (66, 67)$$

13. Допустимое давление на устьевое цементировочное оборудование  
 $P_{д.г.} = p_y / 1,5$  (68)

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

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

$$m = \frac{1}{V_{бун}} \frac{G}{\gamma_H} \quad (69)$$

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

$$m = \frac{1}{V_{бун}} \frac{G}{\gamma_H} \quad (70)$$

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

$$n = \frac{V_{буф}}{V_{ца}} \quad (71)$$

18. Число работающих ЦА при закачке тампонажного цементного раствора

$$n = 2M \quad (72)$$

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  $q_{II}$ .

$$t_{ц} = \frac{1}{60} \left( \frac{V_{буф}}{q_{IV}} + \frac{V_{ц.р.}}{3q_{III}} + \frac{0,98V_{п.р.}}{3q_{III}} + \frac{0,02V_{п.р.}}{q_{II}} \right) + 10 \text{ мин} \quad (73)$$

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

$$tc = \frac{t_{ц}}{0,75} \quad (74).$$

началом схватывания

### **7.6.2.1.2. Расчёт двухступенчатого (порционного, секционного) цементирования**

Основные расчёты при порционном способе цементирования аналогичны расчетам при одноступенчатом способе цементирования, но объём цементного раствора складывается из двух объёмов (объём верхней и нижней порций).

Двухступенчатое цементирование используется если необходимо поднять цементный раствор на большую высоту (2000м и более) или если в зоне подъема цемента имеются зоны поглощения, препятствующие подъему цементного раствора на заданную высоту. Цементирование осуществляется с применением специальной цементировочной муфты.

В первом случае цементируют первую (снизу) ступень, а через 8-10 часов вторую. Соответственно, цементирование скважины при двухступенчатом способе рассчитывается отдельно для первой и второй ступеней. При этом высота подъема цементного раствора для первой ступени устанавливается на 50-100м выше зоны поглощения. При продавке первой порции цементного раствора для нижней ступени объём продавочной жидкости разделяется нижней продавочной пробкой на два объёма: на объём обсадных труб от «головы» цементного стакана до места установки цементировочной муфты и на объём обсадных труб от места установки цементировочной муфты до устья.

При двухступенчатом цементировании кольцо «стоп» не устанавливается, поскольку нижняя продавочная пробка остается в цементировочной муфте, то в обсадной колонне оставляют цементный стакан высотой не менее 100м. При определении объёма цементного раствора для цементирования верхней секции объём цементного стакана не учитывается.

Для улучшения качества цементирования низ колонны оборудуется двумя обратными клапанами. После ОЗЦ спускают долото для разбуривания деталей цементировочной муфты и цементного стакана.

### **7.6.2.2. Расчёт цементирования промежуточной колонны и/или кондуктора**

- расчёт цементирования кондуктора и промежуточной колонны осуществляется, как правило, как в п. 7.4.2.1.1. (одноступенчатое цементирование).

При спуске промежуточной колонны секциями, цементирование секций считается отдельно, при этом, при продавке цементного раствора для первой секции подсчитывается объём не обсадной колонны второй секции, а объём бурильных труб,

В случае спуска промежуточной колонны большого диаметра (324мм и более) на большую глубину рекомендуется в промежуточную колонну, после ее спуска, спускать бурильные трубы и через них закачивать цементный раствор и продавочную жидкость.

### 7.6.2.3. Расчёт цементированного направления

- рассчитывается как в п. 7.4.2.1.1. (одноступенчатое цементирование).

## 7.7. Испытание скважины

### 7.7.1. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

#### 7.7.1.1. Интенсификация притока нефти в скважину

В данном подразделе следует описать процесс освоения.

#### 7.7.1.2 Гидродинамические исследования и исходные данные для расчета затрат при освоении

Таблица 48

Исходные данные для расчета колонны НКТ

Параметр	Ед. изм.	Значение
Вид скважины		
Наружный диаметр НКТ	мм	
Искусственный забой	м	
Максимальная интенсивность изменения зенитного угла	Град/10 м	
Минимальный внутренний диаметр проходного канала обсадной колонны	мм	
Нормативный коэффициент запаса прочности на растяжение при интенсивности набора угла 3°/10 м для труб НКТВ 73×5,5 «Д»		

Таблица 49

#### Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементного моста в колонне

Наименование работ	Номер таблицы сборника	Продолжительность работ, сутки
1	2	3

Таблица 50

Продолжительность работы агрегатов при испытании скважины

Вид работы	Название или шифр	Номер таблицы сборника	Потребное количество, шт	Затраты времени, ч
1	2	3	4	5

Таблица 51

Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в обсадной колонне

Вид работы	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5

Таблица 52

Потребное количество материалов для интенсификации продуктивного пласта

Название или шифр	Гост, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Объект испытания	Потребное количество
1	2	3	4	5

Таблица 53

Пробеги техники при испытании объектов в эксплуатационной колонне

Тип или шифр	Расстояние, км	Количество пробегов	Пробег, км
		количество, шт.	всего пробегов, км
1	2	3	4

Таблица 54

Сводная таблица затрат при испытании объекта в эксплуатационной колонне

Вид операции	Тип или шифр	Источник норм; номер параграфа ЕНВ	Количество пробегов	Количество операций	Затраты времени, ч
			1 объект	1 объект	1 объект
1	2	3	4	5	6

## **8. 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. Заключение**

В заключении должна быть вкратце описана значимость проводимых технологических операций при заканчивании скважин и даны логические выводы по выполненной работе.

## **10. Список использованной литературы**

Примерный перечень использованной литературы представлен в разделе VI данного МУ.

В список использованной 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 12.01.2015г., приказ Ростехнадзора №1 (т.е. актуальная версия).
- Иванова Т.Н., Сафронов С.И. Методические указания по оформлению контрольной работы, отчета по практике, курсовой работы (проекта),

выпускной квалификационной работы для студентов направления «Нефтегазовое дело» /УдГУ.- г. Ижевск, 2017. – 45 с.

– Кузьмин В.Н. Методические указания по курсовому проектированию по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях» для магистрантов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», направленность (профиль) 21.04.01.02 «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях», УдГУ, г. Ижевск, 2018г. – 66 с.

## 11. Приложения

В приложения включают материалы, дополняющие содержание КП:

- геолого-технический наряд,
- план расположения бурового оборудования,
- схемы расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании: направления, кондуктора и ЭК,
- другие нормативные документы (инструкции, планы работ и т.д.), чертежи, схемы, графики, иллюстрации вспомогательного характера.

## III. Оформление курсового проекта

Текст курсового проекта должен быть напечатан с использованием компьютерного набора, сброшюрован и подшит в мягкую обложку (любого цвета).

Пояснительная записка оформляется на стандартных листах белой бумаги формата А4 (210 x 297 мм). При необходимости для оформления отдельных таблиц и иллюстраций допускается использовать листы формата А3 (297 x 420 мм).

Пояснительная записка работы печатается на одной стороне листа белой бумаги средней плотности формата А4 **через полтора интервала**.

**Основной рекомендуемый шрифт – Times New Roman, размер – 14. Выравнивание – по ширине, абзацный отступ – 1,25 см. При печати текстового материала следует использовать выравнивание «по ширине» (двухстороннее выравнивание).**

Рекомендуется либо отключить автоматический перенос, либо ограничить количество переносов. Желательно избегать «жидких» строк за счет использования символа «мягкий перенос» (сочетание клавиш Shift и «минус» на основной клавиатуре).

Текстовая часть курсового проекта пишется в безличностной форме: местоимение «я», не используется. Следует употреблять выражения: «по нашему мнению», «на наш взгляд», «мы пришли к выводам» и т.д.

Также, текст проекта должен быть четким, законченным, понятным. Орфография и пунктуация текста должны соответствовать ныне действующим правилам.

КП – курсовой проект,  
ИНГ им. М.С Гучериева – институт нефти и газа им. М.С. Гучериева,  
21.04.01 Направление подготовки «Нефтегазовое дело» –  
20 – номер группы магистранта,  
ЗС – наименование дисциплины (Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях),  
КП – курсовой проект,  
21.04.01.02 – направленность (профиль) «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»,

КП оформляется в соответствии с ГОСТ 7.32-2001 и МУ «Методические указания по оформлению курсовой работы (проекта).

КП должен быть написан четко, аккуратно и грамотно. Текст работы набирается на компьютере и печатается на листах формата А4. Текст на листе должен иметь книжную ориентацию, альбомная ориентация допускается только для таблиц и схем приложений. Поля страницы должны иметь следующие размеры: левое – 25 мм, правое – 15 мм, верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм. Текст печатается через полтора интервала шрифтом Times New Roman, 14 кегль (для сносок 12 кегль). Номера страниц размещаются в правом верхнем углу. Применяется сквозная нумерация листов, таблиц, рисунков, схем, графиков, формул и т.п. Номера страниц на титульном листе и приложениях не проставляются. Второй лист работы – оглавление.

Весь текстовый и табличный материал должен быть оформлен в рамки – образец рамок см. в приложении №2.

Объем текстового материала КП должен содержать около 100-150 страниц (листов) машинописного текста.

В тексте не допускается сокращение слов, за исключением общепринятых. Список условных обозначений, сокращений и терминов, часто встречающихся в КП, разместить после содержания (оглавления) КП – пример см. на с.4 данного МУ).

Иллюстрации являются необходимым условием содержания КП. Они могут быть представлены в виде рисунков, схем, таблиц, графиков и диаграмм, которые должны наглядно дополнять и подтверждать изложенный в тексте материал. Схемы, чертежи и прочий вспомогательный материал рекомендуется размещать в разделе Приложения.

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

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

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

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

#### **IV. Защита курсового проекта**

При защите КП студент чётко и грамотно излагает актуальность, объект и предмет, цели и задачи исследования, дает краткое описание технико-технологической базы и представляет результаты работы. Курсовой проект оценивается на основании:

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

Основными качественными критериями оценки КП 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 работы;
- умение вести полемику по теоретическим и практическим вопросам, глубина и правильность ответов на вопросы руководителя.

Оценки **«отлично»** заслуживают КП, темы которых представляют методический или практический интерес, свидетельствуют об использовании автором адекватных приемов анализа, современных методов и средств решения поставленных задач. Структура работы, оцененной на «отлично», должна быть логичной и соответствовать поставленной цели. В ее заключении должны быть представлены четкие, обоснованные выводы, вносящие вклад в разрешение поставленной проблемы и намечающие перспективы ее дальнейшей разработки. Работа должна соответствовать действующим ГОСТам и МУ, содержать приложения в виде схем, таблиц, графиков, иллюстраций и т.д.

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

## У. Список рекомендуемой литературы

### *Основная литература:*

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

18. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам – Оренбург: изд. «Летопись», 2005.- 664с.
19. Поляков В.Н., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин – Уфа: «ТАУ», 1999. - 408с.
20. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.
21. Шенберг В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Митиешин И.С., Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. – Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНТУ, 2007. - 496с.
22. Семенова И.В., Хорошилов А.В., Флорианович Г.М. Коррозия и защита от коррозии.- М.: ФИЗМАТЛИТ. 2006. - 376с.
23. 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 12.01.2015г., приказ Ростехнадзора №1.
24. Справочник бурового мастера /Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А.: Научно-практическое пособие в 2 томах, - М.: «Инфра-Инженерия», 2006.

***Методические издания:***

1. Иванова Т.Н., Сафронов С.И. Методические указания по оформлению контрольной работы, отчета по практике, курсовой работы (проекта), выпускной квалификационной работы для студентов направления «Нефтегазовое дело» /УдГУ.- г. Ижевск, 2017. - 45с.
2. Основы проектирования строительства скважин: МУ к практическим и лабораторным работам по дисциплине "Основы проектирования строительства скважин" / Г. В. Миловзоров, А. Г. Миловзоров, И. В. Наговицина, М-во образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Удмуртский государственный университет", Ин-т нефти и газа им. М. С. Гущериева, Каф. "Бурение нефтяных и газовых скважин". - Ижевск: Удмуртский университет, 2014. - 43с.
3. Руководство пользователя ПК «Проектирование бурения»/ ООО «Бурсофтпроект» - М.: ООО «Бурсофтпроект», 2014.- 47с.

***Периодические издания:***

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

## VI. Приложения

*Образец оформления титульного листа*

**Приложение 1**

МИНОБРНАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева  
кафедра: «Бурение нефтяных и газовых скважин»

### **КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

по дисциплине: «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»

на тему: «**Заканчивание** ... (назначение - эксплуатационная, нагнетательная, поисковая, разведочная... и тип скважины - наклонно-направленная или горизонтальная) **скважины на** ... (наименование месторождения) **месторождении** (такой то республики, края, области)»

Работу выполнил:  
студент группы ....

И.О. Фамилия

**Руководитель:**  
(научная степень, должность, кафедра)

И.О. Фамилия

Ижевск – 20\_\_ г.

**Приложение 2.1.**  
(для листов содержания (оглавления) КП)

--	--	--	--	--

в. № подл.	подпись и дата	ам. инв. №						
						КП. ОМ-21.04.01....		
			<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	
			Разработал					<i>Стадия</i>
			Проверил					<i>Лист</i>
								<i>Листов</i>
								ИНГ им. М.С. Гуцериева

**Приложение 2.2.**  
(для книжных листов основной части КП)

					Лист	
					КП. ОМ-21.04.01....	
Изм.	Лист	№ докв.	Подпис	Дата		

**Приложение 2.3.**  
(для альбомных листов КП)

<i>Инв. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>	<i>Инв. № дубл.</i>	<i>Подп. и дата</i>
<i>Изм.</i>				
<i>Лист</i>				
<i>№ докум.</i>				
<i>Подп.</i>				
<i>Дата</i>				
<i>КП ОМ-21.04.01</i>				
<i>Лист</i>				

**Приложение 3.1**

Критическое давление для обсадных труб по ГОСТ 632-80, МПа для труб исполнения А

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					
		Д	Е	Л	М	Р	Т
Трубы исполнения А							
114	5,2	20,3	-	-	-	-	-
	5,7	24,2	-	-	-	-	-
	6,4	29,5	38,6	42,7	45,9	-	-
	7,4	36,9	50,3	57,1	62,7	70,1	-
	8,6	45,3	63,4	73,4	82,4	95,5	102,1
	10,2	-	-	93,7	106,9	127,4	138,6
127	5,6	19,0	-	-	-	-	-
	6,4	24,6	31,1	33,6	35,5	-	-
	7,5	32,2	42,7	47,7	51,7	56,6	58,6
	9,2	43,0	60,0	69,2	77,4	88,8	94,4
	10,7	52,3	74,1	86,7	98,3	116,4	126,0
140	6,2	19,3	-	-	-	-	-
	7,0	24,4	30,7	33,2	35,0	-	-
	7,7	28,8	37,4	41,3	44,2	47,6	49,1
	9,2	37,7	51,7	58,8	64,9	72,8	76,5
	10,5	45,2	63,3	73,3	82,4	95,3	101,9
146	6,5	19,4	-	-	-	-	-
	7,0	22,4	27,7	29,8	31,3	-	-
	7,7	26,7	34,2	37,4	39,7	-	-
	8,5	31,4	41,6	46,3	50,0	54,5	56,5
	9,5	37,1	50,7	57,5	63,2	70,8	74,2
	10,7	43,7	61,0	70,4	78,8	90,7	96,6
168	7,3	18,3	21,9	-	-	-	-
	8,0	22,1	27,3	-	-	-	-
	8,9	26,9	34,4	37,6	40,0	42,8	44,0
	10,6	35,4	47,9	54,2	59,3	65,9	68,7
	12,1	42,6	59,3	68,3	76,3	87,4	92,9
178	5,9	9,8	-	-	-	-	-
	6,9	14,4	-	-	-	-	-
	8,1	20,3	24,6	26,3	-	-	-
	9,2	25,9	32,8	35,8	37,9	40,4	41,5
	10,4	31,7	42,1	46,9	50,6	55,2	57,3
	11,5	36,9	50,2	57,0	62,6	69,9	73,2
324	11,0	10,4	11,6	12,0	12,3	-	-
	12,4	13,9	15,9	16,6	17,1	17,6	17,8
	14,0	18,2	21,7	22,9	23,8	24,8	25,2

## Окончание Приложения 3.1

340	8,4	4,5	-	-	-	-	-
	9,7	6,7	7,2	7,3	-	-	-
	10,9	9,0	9,9	10,2	-	-	-
	12,2	12,0	13,4	13,9	14,3	-	-
	13,1	14,1	16,3	17,0	17,4	18,0	18,2
	14,0	16,5	19,2	20,3	21,0	21,8	22,1
	15,4	20,1	24,3	26,0	-	-	-
351	9,0	-	-	-	-	-	-
	10,0	6,6	7,1	7,3	-	-	-
	11,0	8,4	9,2	9,5	9,7	-	-
	12,0	10,6	11,8	12,2	12,4	-	-
377	9,0	4,0	-	-	-	-	-
	10,0	5,4	5,8	-	-	-	-
	11,0	7,1	7,5	7,7	-	-	-
	12,0	8,8	9,7	9,9	-	-	-
406	9,5	3,8	-	-	-	-	-
	11,1	5,9	6,3	-	-	-	-
	12,6	8,2	9,0	-	-	-	-
	16,7	16,4	19,1	-	-	-	-
426	10,0	3,9	-	-	-	-	-
	11,0	5,0	5,4	-	-	-	-
	12,0	6,4	6,9	-	-	-	-
473	11,1	3,7	-	-	-	-	
508	11,1	3,1	-	-	-	-	-
	12,7	4,6	-	-	-	-	-
	16,1	8,7	-	-	-	-	-

**Приложение 3.2**

Критическое давление для обсадных труб по ГОСТ 632-80, МПа для труб исполнения Б

Трубы исполнения Б								
Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Овальность 0,01								
114	6,4	26,7	32,6	35,2	-	-	-	-
	7,4	33,6	42,3	46,2	52,3	-	-	-
	8,6	41,8	53,4	59,0	68,0	76,2	87,8	93,7
127	6,4	22,1	26,4	28,1	-	-	-	-
	7,5	29,1	36,0	39,0	43,5	-	-	-
	9,2	39,6	50,5	55,7	63,9	71,2	81,5	86,6
140	6,2	17,3	20,0	21,1	-	-	-	-
	7,0	21,9	26,1	27,8	-	-	-	-
	7,7	25,9	31,7	34,1	37,5	40,3	43,6	45,1
	9,2	34,5	43,4	47,5	53,9	59,3	66,6	70,0
	10,5	41,8	53,3	58,9	67,9	76,0	87,6	93,5
146	6,5	17,4	20,1	21,2	-	-	-	-
	7,0	20,1	23,7	25,2	27,2	-	-	-
	7,7	24,0	28,9	31,1	34,0	-	-	-
	8,5	28,4	35,0	37,9	42,2	45,6	50,0	51,9
	9,5	33,8	42,5	46,6	52,6	57,8	64,7	67,9
	10,7	40,2	51,3	56,7	65,1	72,6	83,2	88,6
168	7,3	16,4	18,9	19,9	21,2	-	-	-
	8,0	19,7	23,2	24,7	26,6	-	-	-
	8,9	24,1	29,1	31,3	34,2	36,6	39,3	40,5
	10,6	32,3	40,3	44,0	49,5	54,2	60,2	63,0
	12,1	39,2	49,9	55,0	63,0	70,2	80,2	85,2
178	6,9	12,8	14,5	15,1	-	-	-	-
	8,1	18,1	21,2	22,4	24,0	-	-	-
	9,2	23,2	27,9	29,9	32,5	34,6	37,2	38,2
	10,4	28,6	35,4	38,3	42,6	46,2	50,6	52,5
	11,5	33,6	42,2	46,1	52,2	57,3	63,9	67,1
	12,7	38,8	49,4	54,4	62,4	69,4	79,2	84,0
194	7,6	13,2	14,9	15,5	-	-	-	-
	8,3	16,0	18,4	19,3	20,5	-	-	-
	9,5	21,0	24,9	26,6	28,7	30,4	32,3	33,1
	10,9	26,9	32,9	35,5	39,3	42,3	46,0	47,6
	12,7	34,3	43,1	47,3	53,5	58,8	66,0	69,3
219	7,7	10,2	11,3	11,7	-	-	-	-
	8,9	14,2	16,2	17,0	17,8	18,5	-	-
	10,2	19,0	22,3	23,5	25,3	26,6	28,1	28,7
	11,4	23,4	28,2	30,2	33,0	35,1	37,6	38,8
	12,7	28,2	34,8	37,6	41,9	45,2	49,4	51,4
	14,2	33,7	42,3	46,3	52,4	57,4	64,2	67,4

Трубы исполнения Б								
Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
245	7,9	8,2	9,0	9,3	-	-	-	-
	8,9	11,1	12,4	12,7	13,3	13,7	-	-
	10,0	14,5	16,5	17,3	18,2	18,9	19,7	20,1
	11,0	18,0	21,1	22,3	23,7	24,9	26,3	26,9
	12,0	21,1	25,0	26,6	28,7	30,4	32,4	33,2
	13,8	27,1	33,1	35,8	39,6	42,5	46,3	47,9
273	7,1	4,7	5,0	5,1	-	-	-	-
	8,9	8,4	9,2	9,5	-	-	-	-
	10,2	11,8	13,1	13,6	14,3	14,8	15,3	15,6
	11,4	15,1	17,2	18,1	19,2	20,0	20,9	21,3
	12,6	18,6	21,9	23,0	24,7	26,0	27,4	28,0
	13,8	22,2	26,6	28,3	30,8	32,7	34,9	35,9
299	8,5	6,0	6,4	6,6	-	-	-	-
	9,5	7,9	8,6	8,9	9,2	9,4	9,7	9,8
	11,1	11,7	12,9	13,5	14,1	14,6	15,1	15,4
	12,4	15,0	17,1	17,9	18,9	19,7	20,6	21,0
	14,8	21,5	25,5	27,2	29,5	31,2	33,2	34,1
324	9,5	6,5	7,0	7,2	-	-	-	-
	11,0	9,4	10,3	10,6	11,1	11,4	11,7	11,9
	12,4	12,4	14,0	14,5	15,3	15,8	16,4	16,7
	14,0	16,3	18,8	19,7	21,0	21,9	22,9	23,4
340	9,7	6,1	6,5	6,6	-	-	-	-
	10,9	8,1	8,8	9,1	-	-	-	-
	12,2	10,7	11,9	12,4	-	-	-	-
	13,1	12,6	14,2	14,8	-	-	-	-
	14,0	14,7	16,8	17,5	-	-	-	-
351	9,0	4,5	4,8	-	-	-	-	-
	10,0	6,0	6,5	-	-	-	-	-
	11,0	7,6	8,3	-	-	-	-	-
	12,0	9,5	10,5	-	-	-	-	-
377	9,0	3,7	3,9	-	-	-	-	-
	10,0	5,0	5,3	-	-	-	-	-
	11,0	6,4	6,9	-	-	-	-	-
	12,0	7,9	8,6	-	-	-	-	-
406	9,5	3,5	3,7	-	-	-	-	-
	11,1	5,4	5,7	-	-	-	-	-
	12,6	7,4	8,0	-	-	-	-	-
426	10,0	3,5	3,7	-	-	-	-	-
	11,0	4,6	4,9	-	-	-	-	-
	12,0	5,8	6,3	-	-	-	-	-

Трубы исполнения Б								
Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
473	11,1	3,5	3,7	-	-	-	-	-
508	11,1	2,9	3,0	-	-	-	-	-
Овальность 0,015								
245	7,9	7,4	8,2	8,6	-	-	-	-
	8,9	9,9	11,2	11,7	12,4	12,8	13,4	13,7
	10,0	12,8	14,8	15,6	16,7	17,5	-	-
	11,1	16,0	18,8	20,0	21,7	22,8	24,5	25,2
	12,0	18,6	22,3	23,8	26,0	27,7	29,9	31,0
	13,8	11,8	13,1	13,6	14,3	14,8	15,3	15,6
273	7,1	4,3	4,6	4,8	-	-	-	-
	8,9	7,6	8,4	8,8	-	-	-	-
	10,2	10,5	11,9	12,4	13,1	13,8	14,5	14,8
	11,4	13,4	15,5	16,4	17,5	18,4	19,6	20,1
	12,6	16,5	19,5	20,7	22,4	23,8	25,5	26,3
	13,8	19,6	23,6	25,4	27,8	29,8	32,3	33,4
299	8,5	5,4	6,0	6,1	-	-	-	-
	9,5	7,2	7,9	8,2	8,6	8,9	9,3	9,4
	11,1	10,4	11,8	12,4	13,0	13,6	14,3	14,6
	12,4	13,2	15,4	16,2	17,4	18,2	19,3	19,8
	14,8	19,0	22,7	24,3	26,7	28,4	30,8	31,8
324	9,5	5,9	6,5	6,7	-	-	-	-
	11,0	8,4	9,4	9,8	10,3	10,7	11,4	11,7
	12,4	11,1	12,6	13,2	14,1	14,7	15,5	15,8
	14,0	14,4	16,9	17,8	19,2	20,2	21,5	22,1
340	9,7	5,8	6,0	6,2	-	-	-	-
	10,9	7,4	8,1	8,4	-	-	-	-
	12,2	9,6	10,8	11,3	-	-	-	-
	13,1	11,3	12,8	13,5	-	-	-	-
	14,0	13,0	15,1	15,9	-	-	-	-
351	9,0	4,1	4,5	-	-	-	-	-
	10,0	5,5	6,0	-	-	-	-	-
	11,0	7,0	7,6	-	-	-	-	-
	12,0	8,5	9,5	-	-	-	-	-
377	9,0	3,4	3,7	-	-	-	-	-
	10,0	4,5	4,9	-	-	-	-	-
	11,0	5,8	6,4	-	-	-	-	-
	12,0	7,2	7,9	-	-	-	-	-

Трубы исполнения Б								
Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
406	9,5	3,2	3,4	-	-	-	-	-
	11,1	4,9	5,3	-	-	-	-	-
	12,6	6,8	7,4	-	-	-	-	-
426	10,0	3,3	3,5	-	-	-	-	-
	11,0	4,2	4,6	-	-	-	-	-
	12,0	5,3	5,8	-	-	-	-	-
473	11,1	3,2	3,5	-	-	-	-	-
508	11,1	2,7	2,8	-	-	-	-	-

Внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы по ГОСТ 632-80 достигают предела текучести, МПа

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
114	5,2	30,2	-	-	-	-	-	-
	5,7	33,1	-	-	-	-	-	-
	6,4	37,2	-	54,0	64,2	74,2	-	-
		(36,5)	(48,0)	-	-	-	-	-
	7,4	42,9	-	62,4	74,2	85,9	105,4	-
		(42,3)	(55,5)	-	-	-	-	-
	8,6	50,0	-	72,5	86,3	99,8	122,5	136,2
		(49,0)	(64,5)	-	-	-	-	-
	10,2	-	-	-	102,3	118,3	145,3	161,6
127	5,6	29,3	-	-	-	-	-	-
	6,4	33,4	-	48,6	57,7	66,9	-	-
		(32,8)	(43,2)	-	-	-	-	-
	7,5	39,2	-	57,0	67,6	78,3	96,2	106,9
		(38,5)	(50,7)	-	-	-	-	-
	9,2	48,1	-	69,8	83,0	96,1	117,9	131,1
		(47,3)	(62,2)	-	-	-	-	-
	10,7	56,0	-	81,3	96,6	111,8	137,2	152,5
140	6,2	29,5	-	42,7	-	-	-	-
		(28,9)	(38,0)	-	-	-	-	-
	7,0	33,2	-	48,3	57,4	66,5	-	-
		(32,6)	(42,9)	-	-	-	-	-
	7,7	36,6	-	53,1	63,1	73,1	89,7	99,8
		(36,0)	(47,3)	-	-	-	-	-
	9,2	43,7	-	63,5	75,5	87,4	107,3	119,2
		(42,9)	(56,5)	-	-	-	-	-
	10,5	49,9	-	72,4	86,2	99,7	122,4	136,1
		(49,0)	(64,5)	-	-	-	-	-
146	6,5	29,5	-	42,9	-	-	-	-
		(29,0)	(38,1)	-	-	-	-	-
	7,0	31,8	-	46,2	53,5	54,9	-	-
		(31,3)	(41,1)	-	-	-	-	-
	7,7	35,0	-	50,8	60,4	69,9	-	-
		(34,3)	(45,2)	-	-	-	-	-
	8,5	38,6	-	56,1	66,7	77,2	94,7	105,3
		(37,9)	(49,9)	-	-	-	-	-
	9,5	43,1	-	62,7	74,5	86,3	105,9	117,7
		(42,4)	(55,8)	-	-	-	-	-
	10,7	48,6	-	70,6	83,9	97,2	119,2	132,5
		(47,7)	(62,8)	-	-	-	-	-

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
168	7,3	28,8	-	41,9	49,7	-	-	-
		(28,2)	(37,3)	-	-	-	-	-
	8,0	31,6	-	45,8	54,4	-	-	-
		(31,0)	(40,8)	-	-	-	-	-
	8,9	35,1	-	51,0	60,6	70,1	86,1	95,7
		(34,5)	(45,4)	-	-	-	-	-
	10,6	41,9	-	60,7	72,2	83,5	102,5	114,0
		(41,1)	(54,0)	-	-	-	-	-
	12,1	47,7	-	69,3	82,4	95,4	117,1	130,1
	(46,9)	(61,7)	-	-	-	-	-	
178	5,9	22,1	-	-	-	-	-	-
	6,9	25,8	-	37,4	-	-	-	-
		(25,3)	(33,3)	-	-	-	-	-
	8,1	30,3	-	43,9	52,3	-	-	-
		(29,7)	(39,1)	-	-	-	-	-
	9,2	34,3	-	49,9	59,3	68,6	84,2	93,6
		(33,4)	(44,4)	-	-	-	-	-
	10,4	38,8	-	56,4	67,1	77,5	95,2	105,9
		(38,1)	(50,2)	-	-	-	-	-
	11,5	42,9	-	62,4	74,1	85,8	105,3	117,1
		(42,2)	(55,5)	-	-	-	-	-
	12,7	47,4	-	68,9	81,9	94,7	116,3	129,3
		(46,6)	(61,3)	-	-	-	-	-
194	7,6	26,1	-	37,8	-	-	-	-
		(25,6)	(38,6)	-	-	-	-	-
	8,3	28,4	-	41,3	49,1	56,9	69,8	77,5
		(27,9)	(36,8)	-	-	-	-	-
	9,5	32,5	-	47,3	56,2	65,0	79,9	88,7
		(32,0)	(42,1)	-	-	-	-	-
	10,9	37,4	-	54,2	64,5	74,6	91,7	101,9
		(36,7)	(48,2)	-	-	-	-	-
	12,7	43,5	-	63,2	75,1	87,0	106,8	118,6
	(42,7)	(56,3)	-	-	-	-	-	
219	15,1	-	-	-	89,3	103,4	127,0	141,1
	6,7	20,3	-	-	-	-	-	-
	7,7	23,3	-	33,9	-	-	-	-
	(22,9)	(30,2)	-	-	-	-	-	

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
219	8,9	27,0	-	39,2	46,6	53,8	-	-
		(26,5)	(34,8)	-	-	-	-	-
	10,2	30,9	-	44,9	53,3	61,8	75,8	84,3
		(30,4)	(39,9)	-	-	-	-	-
	11,4	34,5	-	50,2	59,6	69,0	84,7	94,2
		(33,9)	(44,6)	-	-	-	-	-
	12,7	38,5	-	55,9	66,5	76,9	94,4	104,9
		(37,7)	(49,7)	-	-	-	-	-
	14,2	43,1	-	62,4	74,3	86,0	105,5	177,4
	(42,3)	(55,6)	-	-	-	-	-	
245	7,9	21,5	-	31,2	-	-	-	-
		(21,1)	(27,7)	-	-	-	-	-
	8,9	24,2	-	35,1	41,8	48,2	-	-
		(23,7)	(31,3)	-	-	-	-	-
	10,0	27,2	-	39,4	46,9	54,2	66,6	74,0
		(26,7)	(35,1)	-	-	-	-	-
	11,1	30,1	-	43,7	52,1	60,2	73,9	82,2
		(29,6)	(38,9)	-	-	-	-	-
	12,0	32,5	-	47,4	56,3	65,1	79,9	88,8
		(32,0)	(42,1)	-	-	-	-	-
	13,8	37,4	-	54,4	64,7	74,9	91,9	102,2
	(36,8)	(48,4)	-	-	-	-	-	
	15,9	-	-	-	74,5	86,3	105,9	117,7
273	7,1	17,3	-	25,1	-	-	-	-
		(17,0)	(22,3)	-	-	-	-	-
	8,9	21,7	-	31,5	37,4	43,2	-	-
		(21,3)	(27,9)	-	-	-	-	-
	10,2	24,8	-	36,0	42,8	49,5	60,8	67,6
		(24,3)	(32,1)	-	-	-	-	-
	11,4	27,7	-	40,3	47,8	55,4	67,9	75,6
		(27,3)	(35,8)	-	-	-	-	-
	12,6	30,6	-	44,5	52,8	61,2	75,1	83,5
		(30,1)	(39,6)	-	-	-	-	-
	13,8	33,5	-	48,7	57,9	67,1	82,3	91,5
		(32,9)	(43,3)	-	-	-	-	-
	15,1	-	-	53,3	63,3	73,3	90,0	100,1
	16,5	-	-	-	69,2	80,1	98,3	109,3
299	8,5	18,9	-	27,4	-	-	-	-
		(18,5)	(24,4)	-	-	-	-	-
	9,5	21,2	-	30,7	36,5	42,3	51,9	57,6
		(20,8)	(27,3)	-	-	-	-	-

продолжение Приложения 4

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
299	11,1	24,7	-	35,9	42,6	49,3	60,6	67,4
		(24,2)	(31,9)	-	-	-	-	-
	12,4	27,5	-	40,1	47,6	55,1	67,6	75,2
		(27,1)	(35,6)	-	-	-	-	-
	14,8	32,2	-	47,8	56,9	65,8	80,7	89,7
		(32,4)	(42,5)	-	-	-	-	-
324	8,5	17,4	-	-	-	-	-	-
	9,5	19,5	-	28,2	-	-	-	-
		(19,1)	(25,2)	-	-	-	-	-
	11,0	22,5	-	32,7	38,9	45,0	55,3	61,5
		(22,2)	(29,1)	-	-	-	-	-
	12,4	25,4	-	37,0	43,9	50,8	62,4	69,3
		(25,0)	(32,8)	-	-	-	-	-
	14,0	28,7	-	41,7	49,5	57,4	70,4	78,2
	(28,1)	(37,1)	-	-	-	-	-	
340	8,4	16,4	-	-	-	-	-	-
	9,7	18,9	-	27,5	32,7	-	-	-
		(18,6)	(24,5)	-	-	-	-	-
	10,9	21,3	-	31,0	36,8	-	-	-
		(20,9)	(27,5)	-	-	-	-	-
	12,2	23,8	-	34,6	41,2	47,6	-	-
		(23,3)	(30,8)	-	-	-	-	-
	13,1	25,6	-	37,2	44,2	51,2	62,7	69,8
		(25,1)	(33,0)	-	-	-	-	-
	14,0	27,4	-	39,7	47,3	54,7	67,1	74,6
		(26,9)	(35,4)	-	-	-	-	-
	15,4	-	-	-	52,0	60,1	73,8	82,1
351	9,0	17,1	-	-	-	-	-	-
		(16,8)	(22,0)	-	-	-	-	-
	10,0	18,9	-	27,4	32,6	-	-	-
		(18,5)	(24,4)	-	-	-	-	-
	11,0	20,8	-	30,2	35,9	41,6	-	-
		(20,4)	(26,9)	-	-	-	-	-
	12,0	22,7	-	32,9	39,2	45,3	-	-
	(22,3)	(29,3)	-	-	-	-	-	
377	9,0	15,9	-	-	-	-	-	-
		(15,6)	(20,5)	-	-	-	-	-
	10,0	17,6	-	25,6	-	-	-	-
		(17,3)	(22,7)	-	-	-	-	-

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
377	11,0	19,4	-	28,1	33,4	-	-	-
		(19,0)	(25,0)	-	-	-	-	-
	12,0	21,2	-	30,7	36,5	-	-	-
		(20,8)	(27,3)	-	-	-	-	-
406	9,5	15,5	-	-	-	-	-	-
		(15,2)	(20,0)	-	-	-	-	-
	11,1	18,1	-	26,4	-	-	-	-
		(17,8)	(23,4)	-	-	-	-	-
	12,6	20,6	-	29,9	-	-	-	-
		(20,2)	(26,6)	-	-	-	-	-
426	16,7	27,3	-	39,6	-	-	-	-
	10,0	15,6	-	-	-	-	-	-
		(15,3)	(20,1)	-	-	-	-	-
	11,0	17,2	-	24,9	-	-	-	-
		(16,9)	(22,2)	-	-	-	-	-
	12,0	18,7	-	27,2	-	-	-	-
473		(18,3)	(24,1)	-	-	-	-	-
	11,1	15,6	-	-	-	-	-	-
508		(15,3)	(20,1)	-	-	-	-	-
	11,1	14,5	-	-	-	-	-	-
		(14,2)	(16,7)	-	-	-	-	-
	12,7	16,6	-	-	-	-	-	-
	(16,1)	(21,1)	-	-	-	-	-	
	16,1	21,1	-	-	-	-	-	

Примечание. Значения прочностных показателей, взятые в скобки, относятся только к трубам исполнения Б, значения прочностных показателей без скобок относятся только к трубам исполнения А и Б.

## Приложение 5

Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб  
ОТТМ и ОТТГ по ГОСТ 632-80 с нормальным диаметром муфт  
исполнения А (с учетом запаса прочности для резьбового  
соединения 1,75 от разрушающей нагрузки), кН.

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					
		Д	Е	Л	М	Р	Т
114	6,4	657*	696	765	873	-	-
	7,4	755*	823	902	1029	1196	-
	8,6	863*	971	1069	1216	1402	1549
	10,2	1010-	1118	1235	1402	1628	1785
127	6,4	735*	784	863	980	-	-
	7,5	853*	941	1029	1167	1353	1500
	9,2	1029*	1167	1284	1461	1696	1873
	10,7	1186*	1363	1500	1706	1981	2187
140	6,2	784*	-	-	-	-	-
	7,0	882*	961	1059	1196	-	-
	7,7	971*	1069	1177	1333	1549	1706
	9,2	1137*	1294	1422	1618	1883	2079
	10,5	1294*	1490	1637	1863	2157	2383
146	6,5	863*	-	-	-	-	-
	7,0	931*	-	-	-	-	-
	7,7	1020*	1118	1235	1402	-	-
	8,5	1108*	1245	1373	1559	1814	2000
	9,5	1226*	1412	1549	1755	2040	2255
	10,7	1373*	1598	1755	1991	2314	2550
168	7,3	1118*	1226	-	-	-	-
	8,0	1226*	1353	1490	-	-	-
	8,9	1353*	1530	1677	1912	2216	2442
	10,6	1588*	1843	2020	2304	2667	2942
	12,1	1804*	2108	2324	2638	3059	3373
178	6,9	1118*	-	-	-	-	-
	8,1	1304*	1461	1608	-	-	-
	9,2	1480*	1676	1843	2098	2432	2687
	10,4	1667*	1912	2098	2393	2775	3059
	11,5	1814*	2128	2334	2657	3079	3403
	12,7	2000*	2285	2510	2854	3314	3658
	13,7	-	2285	2510	2854	3314	3658
	15,0	-	-	2510	2854	3314	3658

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					
		Д	Е	Л	М	Р	Т
194	7,6	1343*	-	-	-	-	-
	8,3	1471*	1637	1804	2049	2383	2628
	9,5	1677*	1902	2089	2373	2755	3040
	10,9	1892*	2206	2422	2755	3197	3520
	12,7	2187*	2579	2834	3216	3736	4119
	15,1	-	-	3383	3844	4452	4923
219	7,7	1549*	-	-	-	-	-
	8,9	1785*	2000	2216	2520	-	-
	10,2	2030*	2314	2509	2922	3393	-
	11,4	2255*	2520	2893	3295	3815	4217
	12,7	2500*	2903	3236	3687	4266	4717
	14,2	-	3256	3628	4128	4786	5286
245	7,9	1755*	-	-	-	-	-
	8,9	2000*	2246	2491	2824	-	-
	10,0	2236*	2540	2824	3216	3726	-
	11,1	2471*	2834	3158	3589	4168	4599
	12,0	2657*	3079	3432	3903	4521	4991
	13,8	3040*	3560	3962	4511	5227	5766
	15,9	-	-	4580	5197	6041	6668
273	8,9	2206	2491	2795	3177	-	-
	10,2	2550	2873	3236	3687	4276	-
	11,4	2844*	3226	3648	4148	4815	-
	12,6	3128*	3579	4050	4609	5345	5904
	13,8	3403*	3942	4452	5070	5884	6492
	15,1	-	4325	4884	5560	6453	7120
	16,5	-	-	5315	6080	7051	7786
299	8,5	2285	-	-	-	-	-
	9,5	2569	-	-	-	-	-
	11,1	3040	3432	3873	4217	-	-
	12,4	3383*	3854	4354	4736	5776	6374
	14,8	-	4609	5197	5943	6943	7659
324	9,5	2795	3158	3579	-	-	-
	11,0	3265	3697	4177	4766	-	-
	12,4	3687*	4187	4746	5413	6286	6943
	14,0	4138*	4746	5364	6119	7139	7885
340	9,7	3001	3393	3844	-	-	-
	10,9	3383	3844	4344	-	-	-
	12,2	3805*	4325	5031	5580	-	-
	13,1	4079*	4658	5275	6021	7002	7728
	14,0	4344*	4991	5649	6453	7512	8287
	15,4	-	-	6208	7080	8287	9150

## Приложение 6

Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб  
ОТТМ и ОТТГ по ГОСТ 632-80 с нормальным диаметром муфт  
исполнения Б (с учетом запаса прочности для резьбового  
соединения 1,8 от разрушающей нагрузки), кН.

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
114	7,4	715*	794	804	882	1000	1157	-
	8,6	823*	941	941	1039	1179	1363	1510
127	7,5	804*	902	912	1000	1137	1323	1461
	9,2	980*	1127	1137	1255	1422	1647	1824
140	7,7	912*	1039	1039	1137	1294	1510	1667
	9,2	1078*	1255	1255	1382	1578	1824	2020
	10,5	1216*	1441	1451	1588	1814	2098	2314
146	7,7	961*	1088	1088	1196	1363	-	-
	8,5	1049*	1206	1216	1333	1520	1765	1941
	9,5	1167*	1363	1372	1510	1706	1981	2186
	10,7	1304*	1539	1549	1706	1941	2245	2481
168	8,0	1157*	1314	1324	-	-	-	-
	8,9	1274*	1480	1480	1627	1853	2157	2373
	10,6	1500*	1784	1784	1971	2235	2589	2863
	12,1	1706*	2039	2049	2255	2569	2971	3285
178	8,1	1235*	1412	1422	1559	-	-	-
	9,2	1392*	1627	1627	1794	2039	2363	2608
	10,4	1569*	1853	1863	2049	2324	2696	2981
	11,5	1726*	2059	2069	2275	2579	2991	3304
	12,7	1882*	2175	2216	2441	2775	3216	3550
194	9,5	1578*	1843	1853	2030	2314	2677	2961
	10,9	1794*	2128	2137	2353	2677	3099	3422
	12,7	2059*	2490	2500	2745	3128	3628	4011
219	8,9	1686*	1892	1951	2157	2451	-	-
	10,2	1922*	2186	2245	2500	2844	3295	3638
	11,4	2128*	2392	2451	2814	3197	3707	4099
	12,7	2363*	2745	2824	3148	3579	4148	4579
	14,2	2618*	3089	3857	3930	4011	4658	5139

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
245	8,9	1882*	2118	2186	2422	2745	-	-
	10,0	2108*	2402	2471	2745	3118	3618	4001
	11,1	2334*	2677	2755	3069	3491	4050	4471
	12,0	2510*	2902	2991	3334	3795	4393	4854
	13,8	2863*	3353	3461	3854	4383	5080	5609
273	8,9	2118*	2334	2412	2716	3089	-	-
	10,2	2412*	2696	2794	3148	3579	4158	4589
	11,4	2687*	3030	3138	3550	4040	4677	5168
	12,6	2951*	3373	3481	3932	4481	5197	5737
299	9,5	2471	2726	2834	3197	3481	-	-
	11,1	2873*	3216	3334	3765	4099	-	-
	12,4	3197*	3618	3746	4236	4609	5609	6198
324	9,5	2677	2961	3079	3481	3962	-	-
	11,0	3099*	3461	3589	4060	4638	-	-
	12,4	3471*	3932	4079	4609	5256	6119	6747
340	9,7	2873	3187	3304	3736	-	-	-
	10,9	3226*	3608	3736	4226	-	-	-
	12,2	3599*	4060	4207	4756	5423	-	-

Рекомендуемый перечень тем по курсовому проектированию по дисциплине  
«Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»

1. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Мишкинского месторождения УР».
2. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Гремихинского месторождения УР».
3. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Котовского месторождения УР».
4. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Карсовайского месторождения УР».
5. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Ельниковского месторождения УР».
6. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Западно-Погребняковского месторождения УР».
7. «Заканчивание эксплуатационной горизонтальной скважины Красногорского месторождения УР».
8. «Заканчивание эксплуатационной горизонтальной скважины Южно-Люкского месторождения УР».
9. «Заканчивание разведочной наклонно-направленной скважины Карсовайского месторождения УР».
10. «Заканчивание поисковой наклонно-направленной скважины Карсовайского месторождения УР».
11. «Заканчивание поисковой наклонно-направленной скважины Ельниковского месторождения УР».
12. «Заканчивание поисковой наклонно-направленной скважины Есенецкого месторождения УР».
13. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Чутырско-Киенгопского месторождения УР».
14. «Заканчивание эксплуатационной горизонтальной скважины Чутырско-Киенгопского месторождения УР».
15. «Заканчивание эксплуатационной наклонно-направленной скважины Южно-Лиственского месторождения УР».
16. «Заканчивание разведочной наклонно-направленной скважины Воткинского участка УР».
17. Заканчивание скважин на месторождениях «УН» в УР, по «привязкам» к ГРП.
18. Прочие темы выбранные студентом совместно с преподавателем.

*Учебное издание*

**Составитель:**

**Кузьмин Вячеслав Николаевич**

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

### **ПО ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА**

**для магистрантов очной и заочной форм обучения**

**направления подготовки магистров 21.04.01 – «Нефтегазовое дело»,  
направленность (профиль) 21.04.01.02 «Строительство нефтяных и газовых  
скважин в сложных горно-геологических условиях»**