

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

* * *

ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН



**Учебно-методическое пособие для выполнения курсовой работы
и самостоятельной работы по дисциплине «Заканчивание скважин».**

Для студентов, обучающихся по направлению подготовки:
21.04.01 – «Нефтегазовое дело»
Квалификация выпускника магистр.
Форма обучения – очная, очно-заочная

Составители: И. И. Босиков, А.И. Мазко

Допущено
редакционно-издательским советом
Северо-Кавказского горно-металлургического института
(государственного технологического университета)

ВЛАДИКАВКАЗ - 2023

УДК 550.832
ББК 74.202.2
Б 85

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор
Северо-Кавказского горно-металлургического института
(государственного технологического университета)

Клюев Р. В.

доктор технических наук, профессор кафедры "Геологии нефти и газа"
Астраханский государственный технический университет

Гольчикова Н. Н.

Заканчивание скважин [Электронный ресурс]: Учебно-методическое пособие для выполнения курсовой работы и самостоятельной работы по дисциплине «Заканчивание скважин». Для студентов, обучающихся по направлению подготовки: 21.04.01 – «Нефтегазовое дело». Квалификация выпускника магистр. Формы обучения: очная /очно-заочная/ Сост.: И.И. Босиков, А.И. Мазко; Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет).-Электрон. текст. дан. (3,43 Мб). - Владикавказ: Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), 2023

Загл. с титул. экрана.

В данном учебно-методическом пособии изложены основные требования по подготовке и оформлению курсовой работы по дисциплине «Заканчивание скважин». Учебно-методическое пособие предназначено для преподавателей и студентов всех форм обучения, обучающихся по направлению подготовки: 21.04.01 – «Нефтегазовое дело»

Подготовлено кафедрой Нефтегазового дела

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 4 |
| I. Общие положения по организации и выполнению курсовой работы | 6 |
| II. Рекомендации по написанию разделов курсовой работы | 8 |
| III. Оформление курсовой работы..... | 40 |
| IV. Защита курсовой работы | 42 |
| Список литературы..... | 44 |
| Приложение 1 | 46 |
| Приложение 2 | 47 |

Введение

Заканчивание является одной из наиболее ответственных стадий в строительстве скважин. Именно цементирование, вторичное вскрытие продуктивных пластов, освоение во многом закладывают будущий дебит скважины. При проведении этих работ необходимо принимать все возможные меры для повышения качества заканчивания скважин.

Настоящие методические указания (МУ) устанавливают регламентированные требования к структуре и правилам оформления курсовых работ (КР), выполняемых студентами направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», профиль «Бурение 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 КР.

Курсовая работа должна быть преимущественно ориентирована на знания, полученные в процессе освоения дисциплин профиля, а также в процессе прохождения студентом производственной практики. Процесс подготовки и защиты КР 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,
КР – курсовая работа,
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 НПП – правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности,
КНБК – компоновка низа бурильной колонны,
ПВО – противовыбросовое оборудование,
СБТ – стальные бурильные трубы,
СПО – спускоподъемные операции,
ТБПВ – трубы бурильные с приваренными замками с высадкой концов внутрь,
ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками с комбинированной высадкой концов,
ТБПН – трубы бурильные с приваренными замками с высадкой концов наружу,
УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

I. Общие положения по организации и выполнению КР

Целью подготовки курсовой работы по дисциплине «Заканчивание скважин» является:

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

Курсовая работа 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 КР, руководствуясь методическими указаниями и консультациями руководителей практики и КР.

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

Заведующий кафедрой, обеспечивающей научное руководство КР:

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

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

- разработка индивидуального плана-задания выполнения КР;

- проведение консультаций по вопросам методики подготовки и анализа промысловых данных, написания и защиты КР, а также по вопросам ее структуры и содержания;

- контроль процесса выполнения графика КР и своевременного представления работы на кафедру;

- составление письменного отзыва научного руководителя КР.

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

КР имеет своей целью:

- закрепление и систематизацию полученных в период изучения дисциплины «Заканчивание скважин» 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 КР 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» представлен в приложении №7 данного методического указания.

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

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

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

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

II. Рекомендации по составлению разделов КР:

Структура КР

1. Титульный лист.
2. Содержание (оглавление) КР.
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. Расчёт 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. Расчёт цементирования эксплуатационной колонны.
 - 7.6.2.1.1. Расчёт одноступенчатого цементирования.
 - 7.6.2.1.2. Расчёт двухступенчатого (порционного, секционного) цементирования.
 - 7.6.2.2. Расчёт цементирования промежуточной колонны и/или кондуктора.
 - 7.6.2.3. Расчёт 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.
 - 7.7.2.2. 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) КР - по типу указанной выше структуры КР.

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

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 КР.

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, 0С - среднегодовая - максимальная летняя - минимальная зимняя | |
| 3. Среднегодовое количество осадков, м | |
| 4. Максимальная глубина промерзания грунта, м | |
| 5. Продолжительность отопительного периода в году, сут. | |
| 6. Преобладающее направление ветра | |
| 7. Наибольшая скорость ветра, м/с | |
| 8. Сведения о площадке строительства и подъездных путях: - рельеф местности - состояние грунта - толщина снежного покрова, м - характер растительного покрова | |
| 9. Характеристика подъездных дорог - протяженность, км - характер покрытия - высота насыпи, м | |
| 10. Источник водоснабжения | |
| 11. Источник электроснабжения | |
| 12. Средство связи | |
| 13. Источник карьерных грунтов | |

Таблица 2 - Основные проектные данные

| Наименование | Значение |
|--|----------|
| 1 | 2 |
| 1. Номер района строительства скважины (или морской район) | |
| 2. Номера скважин, строящихся по данному проекту | |
| 3. Площадь (месторождение) | |
| 4. Расположение (суша, море) | |
| 5. Глубина моря на точке бурения, м | |
| 6. Цель бурения и назначение скважины | |
| 7. Проектный горизонт | |
| 8. Проектная глубина, м | |
| по вертикали | |
| по стволу | |
| 9. Число объектов испытания | |
| в колонне | |
| в открытом стволе | |
| 10. Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая) | |
| 11. Тип профиля | |
| 12. Азимут бурения, град | |
| 13. Максимальный зенитный угол, град | |
| 14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м | |
| 15. Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м | |
| 16. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м | |
| 17. Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м | |
| 18. Категория скважины | |
| 19. Металлоемкость конструкции, кг/м | |
| 20. Способ бурения | |
| 21. Вид привода | |
| 22. Вид монтажа (первичный, повторный) | |

| | |
|--|--|
| 23. Тип буровой установки | |
| 24. Тип вышки | |
| 25. Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ) | |
| 26. Номер основного комплекса бурового оборудования | |
| 27. Максимальная масса колонны, т | |
| обсадной | |
| 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 КР освещаются и детализируются все особенности и условия проведения буровых работ на площади (месторождении), приводится геологическая характеристика района работ в следующем порядке:

1. Тектоника. Приводятся данные по тектоническому строению геологического разреза месторождения (носит описательный характер).

2. Литолого-стратиграфическая характеристика. В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

3. Коллекторские свойства продуктивных пластов. Пористость, трещинноватость, проницаемость, гидропроводность.

4. Нефтегазоводоносность. Приводятся данные по физико-химическим свойствам пластовых флюидов.

5. Градиенты давления. Пластовые (поровые) давления, давления гидравлического разрыва пластов, изменение температуры по разрезу скважины.

6. 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.

7. Исследовательские работы в скважинах. Планируемые интервалы отбора керна, шлама, используемый комплекс геофизических исследований, интервалы испытания (освоения) пластов в процессе бурения и в колонне. Основные данные по геологическому разрезу скважины рекомендуется представлять в виде таблиц, которые соответствуют требованиям макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.

Таблица 3 - Литолого-стратиграфическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

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

Продолжение таблицы 3

| Плотность, кг/м ³ | Пористость, % | Проницаемость 10 ⁻³ мкм ² | Глинистость, % | Карбонатность, % | Соленость, % |
|------------------------------|---------------|---|----------------|------------------|--------------|
| 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 | 2 |

Таблица 4 - Градиенты давлений и температура по разрезу

| Глубина определения давления, м | Градиенты | | | | |
|---------------------------------|--|--|--|--|-------------------------|
| | пластового давления, (МПа/м)·10 ² | порового давления, (МПа/м)·10 ² | гидро разрыва пород, (МПа/м)·10 ² | горного давления, (МПа/м)10 ² | геотермический, 0С/100м |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

Таблица 5 - Нефтеносность

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

Окончание таблицы 5

| Параметры растворенного газа | | | | | |
|---|---------------|------------------|---|-------------------------|--|
| Индекс стратиграфического подразделения | содержание, % | | относительная по воздуху плотность газа | коэффициент сжимаемости | давление насыщения в пластовых условиях, МПа |
| | сероводорода | углекислого газа | | | |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |

Таблица 6 - Газоносность

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

Таблица 7 - Водоносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность кг/м | Свободный дебит, м ³ /сут | Фазовая проницаемость 10 ³ мкм ² | Химический состав воды в мг-эквивалентной форме | | | | | |
|---|-------------|----------|----------------|----------------|--------------------------------------|--|---|-------------------|--------------------|---------|------------------|------------------|
| | От (верх) | До (низ) | | | | | анионы | | | катионы | | |
| | | | | | | | Cl- | SO ₄ - | HCO ₃ - | Na+ | Mg ⁺⁺ | Ca ⁺⁺ |
| 1 | | | 4 | 5 | 6 | 7 | | 0 | 1 | 2 | 3 | |

Окончание таблицы 7

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

Таблица 8- Поглощение бурового раствора

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

Таблица 9 - Осыпи и обвалы стенок скважины

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

Таблица 10 - Газонефтеводопроявления

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

Таблица 11 - Прихватопасные зоны

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

Окончание таблицы 11

| Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да/нет) | Условия возникновения |
|--|-----------------------|
| 9 | 10 |

Таблица 12 - Текучие породы

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

Таблица 13 - Прочие возможные осложнения

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

Таблица 14 - Характеристика вскрываемых пластов

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

Таблица 15 - Отбор керна и шлама

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

Таблица 16 - Геофизические исследования

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

Таблица 17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

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

Таблица 18 - Прочие виды исследований

| Название работы | Единица измерения | Объем работы |
|-----------------|-------------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 |

Таблица 19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

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

Окончание таблицы 19

| Пласт фонтанирующий (да, нет) | Количество режимов (штуцеров) испытания, шт. | Диаметр штуцеров, мм | Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (раствор-вода), смена раствора на нефть (раствор-нефть), смена воды на нефть (вода-нефть), аэрация (аэрация), понижение уровня компрессорами (компрессор) | Опорожнение колонны при испытании (освоении) | |
|-------------------------------|--|----------------------|--|--|---------------------------------------|
| | | | | максимальное снижение уровня, м | плотность жидкости, кг/м ³ |
| 9 | 10 | 11 | 13 | 14 | 15 |

Таблица 20 - 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 | Единица измерения | Количество | Местные нормы времени, сут |
|---------------|---|-------------------|------------|----------------------------|
| | | | | |

| | | | | |
|---|--|---|---|---|
| | разбуривание цементного моста и др. дополнительные работы, выполняемые по местным нормам | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

Таблица 21 - 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 | Плотность жидкости в колонне, кг/м ³ | Давление на устье, МПа | Температура закачиваемой жидкости, °C | Глубина установки пакера, м | Мощность перфорации, м | Типоразмер перфоратора | Количество отверстий на 1 м, шт | Количество одновременно спускаемых зарядов, шт | Местные нормы времени, сут |
|-----------------------------|--|--|---|------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|------------------------|------------------------|---------------------------------|--|----------------------------|
| | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

Таблица 22 - Данные по эксплуатационным объектам

| Номер объекта | Плотность жидкости в колонне, кг/м ³ | | Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа | Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м | Установившаяся при эксплуатации температура, °C | | 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 23 - Промыслово-геофизические исследования

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

Таблица 24 - Данные по нагнетательной скважине

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

7. Технологический раздел

В технологическом разделе КР 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 КР рекомендуется излагать в следующем порядке:

7.1. Конструкция скважины

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

Строится совмещенный график градиентов пластовых, поровых давлений, гидроразрыва пород и давления гидростатического столба бурового раствора. По данным совмещенного графика давлений и предполагаемым зонам осложнений определяются интервалы крепления скважины. Дается схема (рисунок) конструкции скважины.

Таблица 26 - Характеристика и устройство шахтового направления

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

Таблица 27 - Совмещенный график давлений

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

Таблица 28 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

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

окончание таблицы 28

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

Таблица 29 - Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

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

7.2. Профиль ствола скважины

Тип профиля обосновывается исходя из требований эксплуатации скважин. В случае проводки на клонно-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/см³ :

$\rho_{о.ж.}$ – опрессовочной жидкости,

$\rho_{б.р.}$ – бурового раствора за колонной,

$\rho_{ж.}$ – жидкости в колонне,

$\rho_{ц.р.}$ – тампонажного цементного раствора за колонной,

$\rho_{к.}$ – бурового раствора в колонне.

Давление, МПа:

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

$P_{в.у.z.}$ - избыточное внутреннее на глубине z ,

$P_{н.у.z.}$ - избыточное наружное на глубине z ,

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

$P_{до}$ - 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 – 1м i -й секции (теоретический),

Q_i - i -й секции,

Q – общий вес подобранных секций.

Нагрузка, МН:

$P_{стр}$ – страгивающая,

$P_{доп}$ – допускаемая осевая,

m – коэффициент сжимаемости газа,

k - коэффициент разгрузки цементного кольца,

Коэффициент запаса прочности при расчете:

n_1 – на наружное избыточное давление,

n_2 – на внутреннее избыточное давление,

n_3 – на растяжение.

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

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:

$$Q_n = H \times P_{кр}, \quad (1)$$

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_n :

$$L_n = 5/1000 \cdot H \quad (2)$$

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

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:

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

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

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

$\gamma_{ж}$ - удельный вес жидкости, равное 1,0 г/см³ ;

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

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

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

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

| 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_l : 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 растяжение

| 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 |

Таблица 32 - Коэффициенты запаса прочности на внутреннее давление

| Диаметр трубы, мм | n ₂ | |
|-------------------|----------------|--------------|
| | Исполнение Б | Исполнение А |
| 114-219 | 1,15 | 1,15 |
| Свыше 219 | 1,45 | 1,15 |

Наружные избыточные давления в точках:

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

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

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

Внутренние избыточные давления в точках:

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

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

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

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

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

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

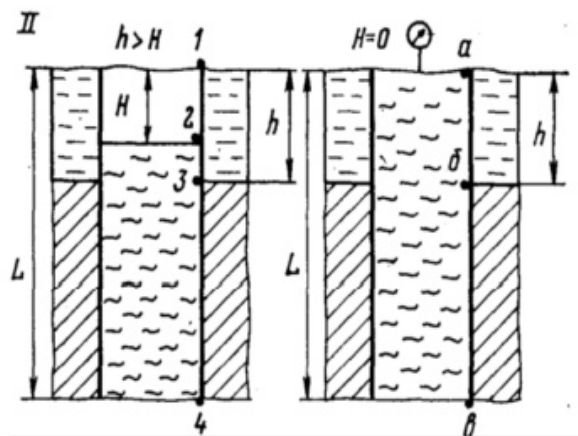


Рисунок 1 - Внутренние избыточные давления в точках

1. Наружные избыточные давления в точках:

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

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

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

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

2. Внутренние избыточные давления в точках:

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

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

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

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

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

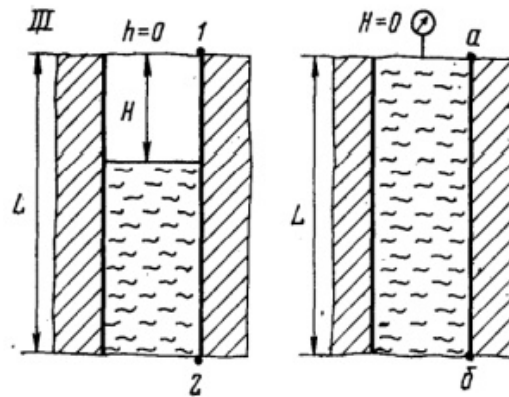


Рисунок 2 - Наружные избыточные давления в точках

Наружные избыточные давления в точках:

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

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

Внутренние избыточные давления в точках:

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

в: $z = L; p_{в.и.z} = (1,1 \cdot p_y - 0,01 \cdot ((\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.}) \cdot L)) \cdot (1 - \kappa)$ при $1,1 \cdot p_y > p_{он}$

или

$$p_{в.и.z} = (p_{он} - 0,01 \cdot ((\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.}) \cdot L)) \cdot (1 - \kappa) \text{ при } 1,1 \cdot p_y \leq p_{он}. \quad (24)$$

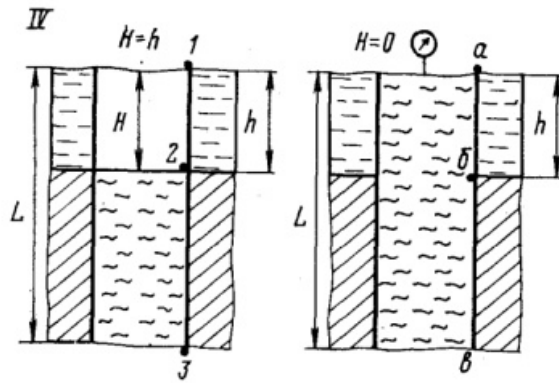


Рисунок 3 – Внутренние избыточные давления в точках

1. Наружные избыточные давления в точках:

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

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

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

2. Внутренние избыточные давления в точках:

$$a. z=0; p_{в.и.з.} = 1,1p_y \text{ или } p_{в.и.з.} = p_{он} \text{ (принимается большая величина)} \quad (28)$$

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

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

$$в. z=L; p_{в.и.з.} = \{1,1p_y - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-k)$$

при $1,1p_y > p_{он}$ или

$$p_{в.и.з.} = \{p_{он} - 0,01[(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h]\}(1-k) \text{ при } 1,1p_y \leq p_{он} \quad (31)$$

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

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:

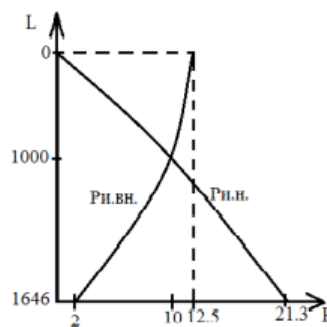


Рисунок 4 – Эпюры давлений в наклонной скважине

Определяют значение $n_1 P_{н.и.Л}$. По табличным данным приложений находят, что этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности Д÷Т 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 эпюре (рис. 5) находят, какой глубине соответствует это давление ($L_{доп.2}$), определяют длину первой секции и её вес Q_1 :

$$L_1 = L - l_{доп.2} \quad (32)$$

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

$$L_2 = L_{доп.2} - L_{доп.3} \quad (33)$$

Рассчитывают общий вес двух секций $Q_1 + Q_2$.

Определяют длину третьей секции, взяв за основу расчет на растяжение. По табличным данным приложений уточняют страгивающие нагрузки для труб третьей секции:

$$l_3 = \frac{\frac{P_{стр.3}}{n_3} - (Q_1 + Q_2)}{q_3} \quad (34)$$

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:

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

Откуда следует, что:

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

где:

ρ_n – нормальное уплотнение горных пород, г/см³;

H_k – расчетная глубина спуска колонны, м;

ρ_{nl} – пластовое давление, кгс/см²;

ρ_ϕ – плотность флюида, г/см³;

L_{nl} – глубина кровли пласта, м

7.5. Расчет 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:

$$l_{доп} = \frac{Q_p - k(Q_{убт} + G) \cdot (1 - \frac{\rho_{б.п.}}{\rho_M}) - (\rho_0 + \rho_{II}) / F_k}{k \cdot q_{БТ} (1 - \frac{\rho_{б.п.}}{\rho_M})} \quad (38)$$

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/см³;

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

F_k – площадь проходного канала трубы, м²;

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

G – вес забойного двигателя, МН.

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

$F_{\text{тр}}$ – площадь сечения, м²; 28

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

$$Q_p = Q_{\text{пр}}/n \quad (39)$$

где:

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

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

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.

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

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:

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{вбт}} + G) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.п.}}}{\rho_M}\right) - (\rho_0 + \rho_{\text{II}}) / F_k}{k \cdot q_{\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.п.}}}{\rho_M}\right)} \quad (42)$$

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k \cdot q_{\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.п.}}}{\rho_M}\right)} \quad (43)$$

где:

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

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

Длины первой и второй секций верхней ступени:

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

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

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 ступеней бурильной колонны, м²;

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

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

7.6 Крепление скважин

7.6.1. 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/см³ ;

$\rho_{в}$ – плотность воды, г/см³ ;

$\rho_{ц.р.}$ – плотность тампонажного цементного раствора, г/см³ ;

ρ_o – плотность облегчённого тампонажного раствора,

$\rho_{п.р.}$ – плотность продувочного раствора, г/см³ ;

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, г/см³ ;

$\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости, г/см³;

$\rho_{у}$ – плотность тампонажного утяжелённого раствора, г/см³;

γ_n – насыпная объёмная масса цемента, т/м³;

m – водоцементное отношение для тампонажного цемента;

m_o – водоцементное отношение для тампонажного облегчённого цемента;

$m_{у}$ – 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_{δ} – коэффициент достоверности определения $p_{г.р.}$,

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

Δ – толщина фильтрационной корки, м;

α – УГОЛ НАКЛОНА СКВАЖИНЫ.

q_I, q_{II}, q_{III} – ПОДАЧА ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО АГРЕГАТА НА I, II, III СКОРОСТИ, ДМ³/С.

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

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

$\rho_{ц.р.}$ – ПЛОТНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА;

$\rho_{ц.}$ – ПЛОТНОСТЬ ЦЕМЕНТА;

$\rho_{в.}$ – ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ;

m – ВОДОЦЕМЕНТНОЕ ОТНОШЕНИЕ.

$$T_{д} = \frac{2T_{ст} + t_o}{3} \quad (47)$$

$T_{д}$ – ДИНАМИЧЕСКАЯ ТЕМПЕРАТУРА У ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ;

$T_{ст}$ – СТАТИЧЕСКАЯ (ЕСТЕСТВЕННАЯ) ТЕМПЕРАТУРА ПОРОД НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ (ПО ДАННЫМ ГЕОМЕТРИИ РАЙОНА);

t_o – СРЕДНЕГОДОВАЯ ТЕМПЕРАТУРА ГРУНТА ДАННОГО РАЙОНА НА ГЛУБИНЕ 3,2 М (ПО ДАННЫМ МЕТЕОСЛУЖБЫ).

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

$$V_{буф. мин} = 1,57 \left(k_y - 1 + \frac{2\Delta}{D_{ДОЛ}} \cdot \frac{\frac{D_{ДОЛ}}{D_H} + 1}{\frac{D_{ДОЛ}}{D_H}} \right) \cdot (D_{ДОЛ}^2 - D_H^2) \cdot H_{ц.р.} \quad (48)$$

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

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

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

4. Объем буферной жидкости принимается из условия

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

Примечания:

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

2) если $V_{буф. кр.} < V_{буф. мин}$, 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:

$$h_{буф} = \frac{V_{буф}}{0,785(D_{ср.нк}^2 - D_H^2)} \quad (51)$$

$D_{ср. н к}$ – средневзвешенный внутренний диаметр промежуточной колонны

$$D_{ср.нк} = \frac{D_{ВН1} \cdot l_1 + D_{ВН2} \cdot l_2 + D_{ВН3} \cdot l_3}{l_1 + l_2 + l_3} \quad (52)$$

6. Высота столба бурового раствора в затрубном пространстве

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

7. Определение требуемого количества тампонажного цементного раствора:

$$V_{ц.р.} = 0,785 \cdot ((D_{в.нк}^2 - D_H^2) \cdot H_1 + (D_{в.нк}^2 - D_H^2) \cdot H_2 + d^2 \cdot h) \quad (54)$$

8. Расчёт массы тампонажного цемента:

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

9. Определение объёма воды для затворения тампонажного цемента

$$V_в = 1,1 Mg \quad (56)$$

коэффициент резерва жидкости затворения.

10. Объём продавочного раствора:

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

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

$$Q = F_{затр} \cdot V \quad (58)$$

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

$V_{стак}$ – объём цементного стакана

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

$$Q = \sqrt{\frac{\left(\frac{\rho_{з.р.}}{\kappa_D} - 0,01 \cdot ((L_{з.р.} + H'_{з.р.}) \cdot \rho_{сп2} + H'_{з.р.} \cdot \rho_{сп2})\right) \cdot (D_{скв}^3 - D_H^3) \cdot (D_{скв}^3 + D_H^3)}{8,26 \cdot (\lambda_{ц.р.} \cdot \rho_{ц.р.} \cdot H'_{ц.р.} + \lambda_{б.р.} \cdot \rho_{сп2} (L_{з.р.} - H'_{ц.р.}))}} \quad (60)$$

$$h_{ц.р.} = \frac{\frac{100 \cdot \rho_{з.р.}}{\kappa_D} - (H'_{ц.р.} - L + L_{з.р.}) \rho_o - h_{буф} \cdot \rho_{буф} - h_{б.р.} \cdot \rho_{б.р.}}{\rho_{ц.р.} - \rho_o} \quad (61)$$

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

12. Максимальное давление на цементирующей головке в конце цементирования $p_k = p_p + p_{тр} + p_{затр}$

(62)

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

$$\rho_p = 0,01(H_{ц.р.} - h) \cdot (p_{ц.р.} - p_{б.р.}) \quad (63)$$

давление на преодоление гидравлических сопротивлений в трубах:

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

средневзвешанный внутренний диаметр эксплуатационной колонны:

$$d_{cp} = \frac{d_1 \cdot l_{c1} + d_2 \cdot l_{c2} + d_3 \cdot l_{c3} + d_4 \cdot l_{c4} + d_1 \cdot l_{cn} + d_n \cdot l_{cn}}{L} \quad (65)$$

l_c – длина секции;

l – общая длина секций;

давление на преодоление гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве:

$$\rho_{затр} = 8,26 \cdot \lambda_{цр} \cdot \rho_{цр} \frac{Q^2 \cdot H_{цр}}{(D_{скв} - D_H)^2 \cdot (D_{скв} + D_H)^2} + 8,26 \cdot \lambda_{бр} \cdot \rho_{бр} \frac{Q^2 \cdot (L - H_{цр})}{(D_{ср.нк} - D_H)^2 \cdot (D_{ср.нк} + D_H)^2} \quad (66)$$

$$\rho_{ср2} = \frac{\rho_{буф} \cdot h_{буф} + \rho_{л.р.} \cdot h_{б.р.}}{(h_{буф} + h_{б.р.})} \quad (67)$$

13. Допустимое давление на устьевое цементировочное оборудование

$$P_{д.з.} = p_y / 1,5 \quad (68)$$

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

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

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

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

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

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

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

18. Число работающих ЦА при закачке тампонажного цементного раствора

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

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

$$t_{II} = \frac{1}{60} \left(\frac{V_{\text{буф}}}{q_{IV}} + \frac{V_{\text{ч.р.}}}{3q_{III}} + \frac{0.98V_{\text{н.р.}}}{q_{II}} \right) + 10 \text{ мин} \quad (73)$$

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

началом схватывания $t_c = \frac{t_{\text{ч}}}{0,75} \quad (74)$

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 цементирующей муфты и на объём обсадных труб от места установки цементирующей муфты до устья. При двухступенчатом цементировании кольцо «стоп» не устанавливается, поскольку нижняя продавочная пробка остается в цементирующей муфте, то в обсадной колонне оставляют цементный стакан высотой не менее 100м.

При определении объема цементного раствора для цементировании верхней секции объем цементного стакана не учитывается. Для улучшения качества цементировании низ колонны оборудуется двумя обратными клапанами. После ОЗЦ спускают долото для разбуривания деталей цементирующей 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. 7.6.2.1.1. (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.

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 УМУ.

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).

– *Босиков И.И.* Методические указания по оформлению контрольной работы, отчета по практике, курсовой работы (проекта), выпускной квалификационной работы для студентов направления «Нефтегазовое дело» / г. Владикавказ, 2021 г.. – 45 с.

– *Босиков И.И.* Методические указания по курсовому проектированию по дисциплине «Заканчивание скважин» для магистрантов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», направленность (профиль) «Бурение нефтяных и газовых скважин», г. Владикавказ, 2021 г. – 47 с.

11. Приложения

В приложения включают материалы, дополняющие содержание КР:

- 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 курсовой работы 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 × 297 мм). При необходимости для оформления отдельных таблиц и иллюстраций допускается использовать листы формата А3 (297 × 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.

КР 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.

Объем текстового материала КР должен содержать около 20-30 страниц (листов) машинописного текста.

В тексте не допускается сокращение слов, за исключением общепринятых. Список условных обозначений, сокращений и терминов, часто встречающихся в КР, разместить после содержания (оглавления).

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

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

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

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

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

IV. ЗАЩИТА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

При защите КР студент чётко и грамотно излагает актуальность, объект и предмет, цели и задачи исследования, дает краткое описание техникотехнологической 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 КР 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 КР, 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 КР не в полной мере отвечает перечисленным выше требованиям, она оценивается более низким баллом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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 «НедраБизнесцентр», 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 «НедраБизнесцентр», 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.: Недра, 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.: Недра, 1998. - 304 с.
17. Муравенко В.А., Муравенко А.Д., Муравенко В.А. Монтаж бурового оборудования.- Ижевск: Изд-во ИжГТУ, 2007 45
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 «НедраБизнесцентр», 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.

Образец оформления титульного листа

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

КУРСОВАЯ РАБОТА

направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль: «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Квалификация: бакалавр

Форма обучения: очная и очно-заочная

Выполнил:
Студент/ка _ курса
Очной/заочной формы обучения

_____.

Руководитель:

к.т.н., доцент

Владикавказ - 20__

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль: «Бурение нефтяных и газовых скважин»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
(Ф.И.О.)

“ ___ ” _____ 20__ г.

**ЗАДАНИЕ
на курсовую работу**

(факультет, курс, группа)

(фамилия, имя, отчество)

Срок выполнения КР « » _____ 20__ г. по « _____ » _____ 20__ г.

2. Тема КР

| № п/п | Содержание курсовой работы (перечень задач подлежащих выполнению) |
|----------|---|
| 1 | |
| 2 | |
| 4 | |
| 5 | |
| 6 | |

Учебное электронное издание

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ
КУРСОВОЙ РАБОТЫ И САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ**

Выпущено в авторской редакции, пунктуации и орфографии

Компьютерная верстка: И.И. Босиков

Для создания электронного издания использованы:
Microsoft Office Word 2007, Adobe Acrobat 3.3.2

Подписано к использованию: 20.01.2021

Объем 3,43 Мб

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования

Северо-Кавказский горно-металлургический институт

(государственный технологический университет).

362021, г. Владикавказ, ул. Николаева, 44

Кафедра «Нефтегазовое дело».