

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

**Заканчивание скважин в сложных
горно-геологических условиях**

Учебно-методическое пособие



Ижевск
2020

УДК 622.245 (075.8)
ББК 33.361.05я73
З 182

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент: д.т.н., ведущий научный сотрудник Удмуртского федерального исследовательского центра Уральского отделения Российской академии наук С.С. Макаров

Составитель: В.Н. Кузьмин В.Н., к.в.н, заведующий кафедрой БНГС Института нефти и газа им. М.С. Гущериева

З 182 Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях: учеб.-метод. пособие / сост. В.Н. Кузьмин. Ижевск: Изд. центр «Удмуртский университет», 2020 г. – 73 с.

ISBN 978-5-4312-0864-5

В учебно-методическом пособии «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях» даны теоретические сведения по дисциплине и условия разработки, оформления и защиты курсового проекта.

Пособие рекомендуется для магистрантов направления подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», направленности (профиля) 21.04.01.02 «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях» очной, очно-заочной и заочной форм обучения и для преподавателей.

УДК 622.245 (075.8)
ББК 33.361.05я73

ISBN 978-5-4312-0864-5

© В.Н. Кузьмин, сост., 2020
© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2020

Содержание

номер раздела	наименование раздела	стр.
I	Краткие теоретические сведения по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»	4
II	Самостоятельная работа студентов по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»	14
III	Контрольные вопросы проверки усвояемости теоретического материала по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»	15
IV	Условия разработки, оформления и защиты курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»	16
V	Список рекомендуемой литературы	50
VI	Приложения	52

I. Краткие теоретические сведения по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»

Основные понятия

Задачи заканчивания скважин

1. Разработка и внедрение мероприятий, предупреждающих ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов, встречающихся при проводке скважин: применение промывочных и тампонажных растворов с минимальной фильтрацией, а также растворов, позволяющих вскрывать продуктивные горизонты при низких перепадах давления.
 2. Разработка рациональной конструкции низа эксплуатационных колонн.
 3. Разработка способов вхождения в продуктивный пласт.
 4. Выбор конструкции скважины, обсадных труб, технологии их спуска в скважину, способов подвески и обвязки обсадных колонн у устья, обеспечивающих их герметичность.
 5. Выбор тампонажного материала, применяемого для разобщения водо-газо-нефтеносных пластов, способа и технологии цементирования скважин, обеспечивающих герметичность затрубного пространства как на контактах «цементный камень – стенка скважины», «цементный камень - обсадная труба», так и обеспечение герметичности самого цементного камня.
 6. Проведение работ по созданию каналов сообщения между продуктивным пластом и обсадной колонной, обеспечивающих длительные сроки эксплуатации скважины.
 7. Разработка способов освоения скважины при минимальных сроках освоения и получения оптимального дебита скважины, т.е. устойчивого дебита при продолжительных сроках эксплуатации скважины.
 8. Проведение контрольных замеров при спуске колонн, цементировании, заключительных работах и освоении скважины.
 9. Работы по технике безопасности и охране труда, организации производства, а также мероприятия по снижению затрат на крепление и освоение скважины.
 10. Работы по капитальному ремонту скважины в случае негерметичности обсадных колонн, ликвидации межпластовых перетоков и прорыва верхних или нижних пластовых вод.
 11. Работы по опробованию продуктивных горизонтов в процессе проводки скважин.
- Весь цикл строительства скважин можно условно подразделить на проводку (бурение) и заканчивание.

Понятие о комплексе работ по заканчиваю скважин

Заканчивание скважины – это комплекс проводимых работ по вскрытию продуктивных горизонтов, их опробованию и испытанию, а также разобщению нефтенасыщенных пород от выше и ниже лежащих пород.

Заканчивание скважин можно разделить на следующие операции:

I. Основные:

1. - вскрытие продуктивных пластов;
2. - крепление скважины и разобщение пластов;
3. - освоение скважины;
4. - опробывание и испытание скважины;

II. Второстепенные:

1. - ремонтно-изоляционные работы;
2. - ликвидация и консервация скважины.

Подробнее рассмотрим основные операции, выполняемые при заканчивании скважин:

1) Вскрытие продуктивных пластов – это комплекс работ, проводимых в скважине при разбуривании перспективных нефтегазосодержащих горизонтов. Основная задача процесса вскрытия продуктивных пластов - это максимальное сохранение коллекторских свойств пласта. При решении данной задачи необходимы знания физики пласта, химии промывочных и тампонажных растворов, знания механики горных пород и смежных дисциплин.

2) Крепление скважины и разобщение пластов. Крепление скважин является очень ответственной операцией как по технике осуществления, так и по значимости. От успешности ее выполнения зависит конечная цель бурения. Крепление скважины оказывает решающее влияние на долговечность работы скважины, на успешность заканчивания и освоения и на охрану недр.

Крепление скважины тесным образом связано с разобщением продуктивных пластов.

Основными задачами крепления скважин является:

1. создание надежного канала связи пласт-устье скважины;
2. обеспечение надежной изоляции нефтяных, газовых и водоносных пластов, в том числе и с точки зрения охраны окружающей среды.

3) Освоение скважины. *Основной задачей при освоении скважины является обеспечение притока пластового флюида в скважину.* Эффективность этого вида работ зависит от правильно выбранной величины репрессии на пласт при бурении скважины и депрессии при освоении, а также от свойств жидкости находящейся в скважине и от многих других факторов. Метод вызова притока выбирают исходя из геологических и технологических условий эксплуатации залежей с учетом индивидуальных особенностей каждой скважины.

4) Опробывание и испытание скважины. Получение необходимых сведений о пласте позволяет:

1. корректировать задачи, решаемые с помощью данной скважины,
2. дать предварительную оценку продуктивным горизонтам,
3. оценить коллекторские свойства пласта,
4. спрогнозировать запасы той или иной залежи.

Поэтому, работы, связанные с испытаниями пластов, играют важную роль в цикле строительства скважин на нефть и газ.

Методы заканчивания скважин

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием горизонта и спуском хвостовика или специального фильтра. В устойчивых породах с низкой проницаемостью, при отсутствии высоконапорных горизонтов, подошвенных вод и газовой шапки, скважину можно эксплуатировать открытым забоем.

Открытый забой используется при строительстве подземных газохранилищ и на некоторых газовых месторождениях.

- Достоинства: а). можно вскрывать пласт на оптимальной промывочной жидкости,
б). большая поверхность фильтрации.

- Недостатки: а). невозможность вскрытия многопластовой залежи, и
б). можно вскрывать только устойчивый разрез.

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой её выше нефтеносного объекта и фильтром в нижней части напротив пласта.

- Достоинства: а). и б). как у первого метода. + в). надёжность в дальнейшей эксплуатации.
Недостатки: а). длительность работ; б). удорожание.

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны и сплошным цементированием с последующей перфорацией напротив продуктивных горизонтов (применяется при вскрытии пластов с высокими пластовыми давлениями).

Достоинства: а). простота,

б). возможность вскрытия пластов на выбор,

в). возможность бурения основного ствола и продуктивного пласта на одном типе бурового раствора.

Недостатки: а). загрязнение пласта в процессе цементирования,

б). несовершенное вскрытие за счёт применения неоптимального состава промывочной жидкости.

Крепление скважин

Основные цели крепления скважин

1) создание долговечного, прочного и герметичного канала для транспортирования жидкости от эксплуатационных горизонтов к дневной поверхности или в противоположном направлении;

2) герметичное разобщение всех проницаемых горизонтов друг от друга;

3) укрепление стенок скважины, сложенных недостаточно устойчивыми породами;

4) защита эксплуатационного канала от коррозии пластовыми жидкостями.

Наиболее распространенным способом крепления скважин и разобщения проницаемых горизонтов является спуск колонн, составленных из специальных труб, называемых обсадными, с последующим цементированием пространства между колонной труб и стенками скважины. Для разобщения горизонтов с разными коэффициентами аномальности пластовых давлений, а также для предотвращения газонефтепроявлений из горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности используют также пакеры.

Задачи цементирования

Цементированием называют процесс заполнения заданного интервала скважины суспензией вяжущих материалов, способной в покое загустевать и превращаться в твердое, практически непроницаемое тело.

В нефтегазодобывающей промышленности цементование широко применяют для решения следующих задач:

а) изоляции проницаемых горизонтов друг от друга после того, как они вскрыты скважиной, и предотвращения перетоков пластовых жидкостей по заколонному пространству;

б) удержания в подвешенном состоянии обсадной колонны;

в) защиты обсадной колонны от воздействия агрессивных пластовых жидкостей, способных корродировать её наружную поверхность;

г) устранения дефектов в крепи скважины;

д) создания разобщающих экранов, препятствующих обводнению продуктивных горизонтов;

е) создания высокопрочных мостов в скважине, способных воспринимать достаточно большие осевые нагрузки (например, при забурировании боковых стволов, при опробовании перспективных горизонтов пластоиспытателями и т. п.);

ж) изоляции поглощающих горизонтов;

з) упрочнения стенок скважины в осыпающихся породах;

и) уменьшения передачи тепла от потока, движущегося по колонне труб в скважине, к окружающим породам (прежде всего - в многолетнемёрзлых породах);

к) герметизации устья в случае ликвидации скважины

Базовые тампонажные материалы

Цемент представляет собой тонкоразмолотый минеральный порошок, способный при смешивании с водой образовывать пластичную массу, с течением времени затвердевающую в камневидное тело. Наиболее распространённый цемент, называемый портландцементом, получают путём обжига при высокой температуре (1400-1500°) природного сырья в виде мергелей или искусственной смеси известняка с глиной и другими материалами.

Состав портландцемента:

- Клинкер – 70 и более %,
- Гипс – 3-7%,
- улучшающие модифицирующие добавки – до 15%.

Обжиг цемента производится в специальных печах. Обычно цементнообжигательная печь – это цилиндр длиной 100-150м, диаметром 3-6м, выложенный внутри огнеупорным кирпичом и медленно вращающийся (1-3 об/мин). Печь устанавливается с наклоном. Благодаря этому материалы в ней, пересыпаясь, постепенно передвигаются от одного конца к другому. При создании температуры в печи до 100°С происходит удаление свободной воды из материала. При температуре около 600°С происходит удаление воды, входящей в состав структуры глины, глина разлагается на составляющие (окислы кремния, алюминия и железа).

При температуре до 800°С – разлагается карбонат кальция, после чего остаётся оксид кальция.

При повышении температуры до 1200°С оксид кальция взаимодействует с окислами кремния, алюминия и железа.

При дальнейшем повышении температуры свыше 1200°С происходит расплавление минералов. К моменту подхода клинкерной массы к горячему концу печи её температура составляет 1450-1500°С, частицы клинкера представляют собой расплав, в котором содержатся образовавшиеся под воздействием высоких температур неразрушающиеся минералы. После выгрузки из печи клинкер резко охлаждают для того, чтобы в максимальной степени зафиксировать образовавшиеся фазы в аморфном слабо закристаллизованном состоянии. Затем цементный клинкер выдерживается на воздухе не менее двух недель, после чего подвергается размолу в тонкий порошок с добавкой при размолу гипса и других веществ.

Таким образом, при обжиге получается спёкшийся материал, часть которого расплавилась и застыла в стекловидном состоянии. Этот материал носит название ***цементного клинкера***.

Клинкер смешивают с активными минеральными добавками.

Активными минеральными добавками называются вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельчённом виде с воздушной известью и затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

Активные минеральные добавки разделяются на две группы.

I. Природные добавки

1. Добавки осадочного происхождения:

- а) диатомиты – горные породы, состоящие преимущественно из скопления микроскопических панцирей диатомитовых водорослей и содержащие в основном кремнезём в аморфном состоянии;
- б) трепелы – г.п., состоящие из микроскопических округлых зёрен и содержащие в основном кремнезём в аморфном состоянии;
- в) опоки – уплотнённые диатомиты и трепелы;
- г) глиежи – породы, образующиеся в результате природного обжига глины при подземных пожарах в угольных пластах.

2. Добавки вулканического происхождения:

- а) пеплы – породы, содержащие алюмосиликаты и находящиеся в природе в виде рыхлых, частично уплотнённых отложений;
- б) туфы – уплотнённые и цементированные вулканические породы;
- в) пемзы – породы, имеющие губчатое строение (вспученное вулканическое стекло);
- г) трассы – метаморфизированные разновидности вулканических туфов.

II. Искусственные добавки

- 1. Кремнезёмистые отходы – отходы, богатые кремнекислотой, полученные при извлечении глинозёма из глины.
- 2. Обожжённые глины – продукт искусственного обжига глинистых пород и самовозгорающихся в отвалах пустых шахтных пород (глинистые и углистые сланцы).
- 3. Топливные золы и шлаки – побочный твёрдый продукт, образующийся при сжигании при определённом температурном режиме некоторых видов топлива, в составе минеральной части которых преобладают кислотные окислы.
- 4. Доменные гранулированные шлаки – кислые и основные – силикатные расплавы, получаемые при выплавке чугуна и обрабатываемые в мелкозернистое состояние путём быстрого их охлаждения.

При вводе активных добавок ухудшается сохранность цемента и подвижность тампонажного раствора, но повышается его седиментационная устойчивость, а при вводе инертных добавок происходит обратное. Все активные минеральные добавки повышают коррозионную стойкость портландцемента в сульфатных водах, а шлак – в магнезиальных средах.

Наиболее древними вяжущими строительными материалами были глина, известь, гипс, вулканический пепел, донный ил.

Классификация тампонажных материалов

По химической активности базовые тампонажные материалы подразделяются (с убыванием):

- 1) полуводный гипс (алебастр);
- 2) магнезиальный цемент;
- 3) глинозёмистый цемент;
- 4) гипсоглинозёмистый цемент;
- 5) портландцемент;
- 6) известково-кремнезёмистый цемент;
- 7) шлак доменный гранулированный.

В зависимости от состава клинкера тампонажные материалы подразделяют на три группы:

- 1) цементы на основе портландцементного клинкера,
- 2) цементы на основе глинозёмистого клинкера,
- 3) бесклинкерные цементы.

1. По вещественному составу тампонажные цементы подразделяют на след. типы:

I - тампонажный портландцемент бездобавочный;

I-G - тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44;

I-H - тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,38;

II - тампонажный портландцемент с минеральными добавками;

III - тампонажный портландцемент со специальными добавками, регуливающими плотность цементного теста.

2. По плотности цементного теста цемент типа III подразделяют на:

- облегченный (Об);
- утяжеленный (Ут).

3. По температуре применения цементы типов I, II и III подразделяют на цементы, предназначенные для:

- низких и нормальных температур (15-50) °С;
- умеренных температур (51-100) °С;
- повышенных температур (101-150) °С.

4. По сульфатостойкости цементы подразделяют на:

а) типы I, II, III

- обычный (требования по сульфатостойкости не предъявляют);
- сульфатостойкий (СС);

б) типы I-G и I-H

- высокой сульфатостойкости (СС-1);
- умеренной сульфатостойкости (СС-2).

5 Условное обозначение цемента должно состоять из:

- буквенных обозначений цемента: ПЦТ - портландцемент тампонажный;
- обозначения типа цемента;
- обозначения сульфатостойкости цемента;
- обозначения максимальной температуры применения цемента;
- обозначения гидрофобизации или пластификации цемента - ГФ или ПЛ;
- обозначения настоящего стандарта.

Примеры условных обозначений

1. Портландцемент тампонажный с минеральными добавками сульфатостойкий для низких или нормальных температур

ПЦТ II-СС-50 ГОСТ 1581-96

2. Портландцемент тампонажный бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44, умеренной сульфатостойкости

ПЦТ I-G-СС-2 ГОСТ 1581-96

3. Портландцемент тампонажный со специальными добавками облегченный плотностью 1,53 г/см³, для умеренных температур гидрофобизированный.

ПЦТ III-Об 5-100-ГФ ГОСТ 1581-96

В качестве пластификатора применяется отход бумажного производства – сульфит спиртовая барда. Для получения гидрофобного цемента при помоле вводят следующие добавки: асидол, мылонафт, олеиновую кислоту, окисленный петролатум. В качестве утяжелителей используют барит, феррофосфор, галенит, магнетит.

Для цементирования нефтяных и газовых скважин в США согласно классификации API в качестве базового цемента используется портландцемент - чистый или с примесями.

Такие тампонажные материалы подразделяются на девять основных классов (А, В, С, D, E, F, G, H, I) по следующим признакам: приблизительный интервал глубин и оптимальные температуры использования, сульфатостойкость соответствующего класса.

Дополнительные требования к тампонажным растворам таковы:

- максимальная седиментация для цементов классов G и H не должна превышать 1,4 %;
- прочность на сжатие камня из цемента класса I через 7 сут не должна быть ниже, чем через 1 сут твердения.

Время твердения растворов обусловлено продолжительностью процесса цементирования с запасом 25 %. Для цементов классов G и H задается минимальное время затвердения, которое составляет 2 ч.

Давление при проведении измерений времени затвердения должно соответствовать гидростатическому давлению, которое создается цементным раствором с определенной плотностью.

Для цементирования скважин со сложными геолого-техническими условиями, которым не соответствуют портландцемент по классификации API, используются специальные цементы.

К специальным цементам относятся следующие:

1. Облегченные тампонажные материалы, в частности, пуццолановый цемент (изготавливается путем совместного помола портландцементного клинкера и пуццолана), цементно-золевые смеси, пуццоланово-известковый и золевый-известковый цементы.

Существуют также методы образования сверхлегких тампонажных растворов ($\rho < 1250 \text{ кг/м}^3$). Такая низкая плотность тампонажного раствора достигается путем насыщения его пустотными микросферами или сжатым азотом при предварительной его обработке ПАВ, стабилизирующим пену.

2. Утяжеленные тампонажные материалы, которые образуются двумя способами:

- введением примеси утяжелителя, в частности, песка, барита, ильменита, гематитовой руды;

- снижением водоцементного отношения с сохранением подвижности тампонажного раствора за счет введения в него пластификаторов.

3. Расширяющиеся цементы.

Расширение в специальных цементах, которые изготавливаются в США, обусловлено образованием в процессе гидратации гидросульфаминов типа этрингита. Абсолютная величина расширения не должна превышать 0,5 %.

Существует три основных типа расширяющихся цементов:

1) тип К - смесь портландцемента с сульфаминатом кальция;

2) тип S - портландцемент (класс А) - с примесью кальция

3) тип М - портландцемент (класс А) - примесью кислотостойкого цемента.

Для регулирования свойств тампонажных растворов используются:

- ускорители твердения: хлористый кальций, хлористый натрий, кремнекислый натрий и другие неорганические ускорители;

- замедлители твердения, такие как лигносульфонаты, органические кислоты, производные целлюлозы и др.;

- пластификаторы. Большинство пластификаторов представляют собой модифицированные лигносульфонаты и низкомолекулярные водорастворимые смолы;

- вещества, понижающие водоотдачу. В основном это производные целлюлозы.

Свойства сухого цементного порошка

1. Тонкость помола - для сухого цемента, определяют с помощью набора сит.

2. Плотность. В среднем 3,12-3,15 г/см³.

3. Насыпная масса (масса 1л) порошка. Она изменяется в рыхлом состоянии до 900-1100 г/л и в уплотненном состоянии до 1400-1900 г/л, зависит от степени дисперсности порошка и степени уплотнения. Используется при складировании цемента и определении вместимости бункеров цементно-смесительных машин.

4. Удельная поверхность – интегральная характеристика степени дисперсности цементного порошка. Она представляет собой суммарную поверхность всех частиц, содержащихся в единице массы или единице объема порошка.

Свойства цементного раствора

1. Плотность тампонажного раствора определяется ареометром, зависит от типа цемента, водоцементного отношения, количества вводимых в раствор глины, химических реагентов, утяжелителя.
2. Нормальная густота цементного раствора (водоцементный фактор) определяется при помощи прибора Вика с пестиком Ø10мм. Нормальной считают такую густоту цементного раствора, при которой пестик не доходит до дна кольца на 5-7мм. В противном случае вновь готовят раствор, увеличивая или уменьшая количество воды, и повторяют измерение. Густота цементного раствора зависит от водоцементного отношения, обычно В:Ц=0,5 (1т цемента/0,5м³воды).
3. Растекаемость цементного раствора определяют на конусе АзНИИ. Затворённый раствор заливают в кольцо конуса, установленное горизонтально в центре стеклянной пластины, на которую нанесены концентрические окружности, отстоящие одна от другой на 5мм. После наполнения цементным раствором кольцо поднимают и определяют наибольший и наименьший диаметры растекания цементного раствора по пластине. Из двух измерений по вертикали выбирают среднее, среднее из двух измерений по горизонтали, затем – среднее из двух средних измерений.
4. Начало и конец схватывания цементного раствора определяют с помощью прибора Вика с иглой Ø1,1мм. За начало схватывания принимают время от начала затворения до того момента, когда игла не будет доходить до дна на 0,5мм. Время от начала затворения до того момента, когда игла будет погружаться в цементный раствор не более, чем на 1мм, характеризует конец схватывания. Цементный раствор выдерживают при той температуре, которая будет на забое скважины. При повышенных температурах кольцо с цементным раствором выдерживают в водяных банях, помещённых в автоклавы. Используются приборы с 6-12 иглами.
5. Седиментационная устойчивость. Два показателя: водоотделение из тампонажного раствора за 3 часа покоя и образование восходящих каналов в нём. Максимальное количество воды, способное выделиться из цементного раствора в результате седиментации частиц цемента, называется *водоотделением* цементного раствора. Оно зависит от природы цемента, его химической обработки, водоцементного отношения и дисперсности порошка. Водоотделение приводит к образованию водяных поясов, изменению свойств цементного раствора и камня в затрубном пространстве скважины. Понижение водоотделения цементного раствора может быть обеспечено введением в него материалов-структурообразователей, повышением удельной поверхности цемента и снижением водоцементного отношения.

Свойства цементного камня

1. Равномерность изменения объёма цементного камня. По специальной методике из раствора нормальной густоты готовят цементные лепёшки, которые выдерживают в водяной бане, затем охлаждают и определяют невооружённым глазом или через увеличительное стекло наличие радиальных трещин и искривлений, если их нет, то цемент хорошего качества, поскольку трещины нарушают герметичность затрубного пространства.

2. Предел прочности.

А. На изгиб. Определяют с помощью прибора Михаэлиса. В него закрепляют цементные балки, приготовленные из цементного раствора с водоцементным отношением 0,5 в стальных формах. Первые 24 часа балки выдерживают во влажном воздухе, следующие 24 часа – в воде при нормальной температуре или в термостате при заданной температуре. В ведро прибора насыпают дробь до слома балки.

Также предел прочности определяют с помощью автоматизированного специального прибора для определения прочности цементного камня, создающего механическое давление на цементные балки.

Б. На сжатие. Полученные при испытании на изгиб в результате излома шесть половинок-балочек подвергаются испытанию на сжатие. Каждую половинку помещают между двумя пластинками. Образец с пластинками сжимают на специальном прессе. Прочность в большой степени определяется скоростью и глубиной гидратации камня.

3. Объёмные изменения. *Усадка цемента* - уменьшению фактической площади поперечного сечения балочек по сравнению с номинальной площадью сечения форм. *Набухание* – увеличение площади поперечного сечения балочек. *Контракция* – уменьшение суммарного объёма твёрдой и жидкой фаз в ходе реакции гидратации. Основной причиной уменьшения общего объёма системы цемент-вода является различие плотностей исходных и конечных продуктов, вызванное перестройкой кристаллических решёток исходных минералов клинкера при их гидратации из атомных в молекулярные.

4. Проницаемость цементного камня. Зависит от природы цемента, наполнителей, водоцементного отношения, условий (температура, давление) и сроков твердения. Большое влияние оказывает химический состав вод, контактирующих с твердеющим и затвердевшим цементным раствором. При температуре 22°C с увеличением сроков твердения проницаемость камня уменьшается. При температуре 75°C проницаемость мала. При температуре 110°C и давлении 30МПа проницаемость увеличивается. При более высоких температурах проницаемость резко возрастает. С повышением водоцементного отношения увеличивается объём и количество капиллярных пор. Наиболее эффективным средством снижения проницаемости портландцементного камня при высоких температурах и давлениях является введение в растворы кварцевого песка.

5. Температуростойкость. Камень считается температуростойким до тех пор, пока не начинается снижение прочности и рост проницаемости.

6. Морозостойкость – способность камня сохранять прочность при многократных замораживаниях и размораживаниях.

7. Коррозионная стойкость. Камень считается коррозионностойким, если после длительного хранения в пластовых жидкостях прочность и проницаемость его заметно не ухудшаются.

8. Сцепление цементного камня с металлом обсадных труб и с породами.

Сцепление зависит от чистоты соприкасаемых поверхностей, природы цемента, температуры среды твердения, шероховатости поверхностей и др. Если поверхности обсадных труб и породы покрыты глинистым или полимерным раствором, то сцепление цементного камня с поверхностями отсутствует. При температуре 22°C и атмосферном давлении сцепление с металлом интенсивно возрастает; при 75°C сцепление растёт в первые 12 часов с тенденцией к стабилизации к 7 суткам; при 110°C сцепление постоянно; при 140°C и выше сцепление снижается, оставаясь постоянным.

Установка цементных мостов

Мост – искусственное сооружение, полностью перекрывающее поперечное сечение скважины. Мосты устанавливаются для решения задач:

- а) временного или постоянного разобщения нижезалегающих проницаемых пластов от вышележающих;
- б) устранение опасности разлива пластовых жидкостей на поверхность после ликвидации скважины или временной консервации её;
- в) создание прочной опоры для колонны труб в период пакеровки скважины при опробовании перспективных горизонтов;

- г) создание прочной опоры при забурировании бокового ствола;
- д) укрепление неустойчивых пород.

Несущая способность цементных мостов зависит от их высоты, наличия и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки достаточна высота моста 18-25м. В противном случае необходима высота моста 180-250м.

При установке цементного моста цементный раствор закачивается в скважину через бурильный инструмент с пакером или без него. Если пакер отсутствует, на нижнюю трубу навинчивается воронку или опрессовочное устройство для того, чтобы исключить ошибку в количестве свечей при подъеме. Объем продажной жидкости подсчитывается из условия, что уровни цементного раствора в трубном и затрубном пространстве будут совпадать (на равновесие). Рецептура цементного раствора должна обеспечить прочность цементного моста. Мост может устанавливаться над разбуриваемым пакером.

II. Самостоятельная работа студентов по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»

1. Способы первичного цементирования. Одноступенчатое цементирование.
2. Способы первичного цементирования. Ступенчатое цементирование.
3. Способы первичного цементирования. Обратное цементирование.
4. Способы первичного цементирования. Манжетное цементирование.
5. Способы первичного цементирования. Цементирование хвостовиков и колонн, спускаемых секциями.
6. Основные факторы, влияющие на качество разобщения пластов.
7. Осложнения при цементировании скважин.
8. Подготовка оборудования к цементированию обсадных колонн.
9. Оборудование для цементирования.
10. Выбор схемы обвязки цементировочного оборудования.
11. Контроль скважины и обсадной колонны в период ОЗЦ.
12. Проверка качества цементирования – охарактеризовать факторы проверки качества цементирования. Геофизические методы исследования качества цементирования – перечислить. Термометрический метод исследования качества цементирования – подробно охарактеризовать.
13. Проверка качества цементирования – охарактеризовать факторы проверки качества цементирования. Геофизические методов исследования качества цементирования – перечислить. Радиоактивные методы исследования качества цементирования – подробно охарактеризовать.
14. Проверка качества цементирования – охарактеризовать факторы проверки качества цементирования. Геофизические методов исследования качества цементирования – перечислить. Акустический метод исследования качества цементирования – подробно охарактеризовать.
15. Установка цементных мостов.
16. Способы вторичного вскрытия продуктивного пласта – перечислить. Подробно охарактеризовать: вторичное вскрытие продуктивных пластов без перфорации с применением проницаемых тампонажных материалов, вторичное вскрытие продуктивных пластов без перфорации с применением фильтров с заглушками из алюминия или магния, пулевую перфорацию, торпедную перфорацию.
17. Способы вторичного вскрытия продуктивного пласта – перечислить. Кумулятивная перфорация – подробно охарактеризовать.
18. Способы вторичного вскрытия продуктивного пласта – перечислить. Подробно охарактеризовать: гидropескоструйную, сверлящую и гидромеханическую щелевую перфорацию.
19. Подготовка скважины при перфорационных работах.
20. Способы воздействия на призабойную зону пласта.
21. Виды кислотных обработок, условия и технология их применения.
22. Механические методы обработки призабойной зоны.
23. Физические методы воздействия на продуктивные пласты.
24. Способы вызова притока.
25. Ликвидация скважин – порядок ликвидации скважин.

III. Контрольные вопросы проверки усвояемости теоретического материала по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»

1. Введение. Задачи предмета (дисциплины).
2. Понятие о комплексе работ по заканчиваю скважин. Роль заканчивания скважин в цикле строительства скважины.
3. Элементы физики нефтегазового пласта как природные коллекторы нефти и газа. Гранулометрический состав пород.
4. Элементы физики нефтегазового пласта как природные коллекторы нефти и газа. Неоднородность коллекторских свойств.
5. Элементы физики нефтегазового пласта как природные коллекторы нефти и газа. Пористость и удельная поверхность.
6. Элементы физики нефтегазового пласта как природные коллекторы нефти и газа/ Проницаемость горных пород.
7. Элементы физики нефтегазового пласта как природные коллекторы нефти и газа. Состав и физическое состояние нефти и газа в условиях продуктивного пласта.
8. Элементы физики нефтегазового пласта как природные коллекторы нефти и газа – перечислить. Пластовые воды – подробно охарактеризовать.
9. Вскрытие продуктивных пластов.
10. Количественная оценка ухудшения коллекторских свойств пласта.
11. Коэффициент восстановления проницаемости – понятия и формулы.
12. Методы вхождения в продуктивную залежь – охарактеризовать. Коэффициент совершенства.
13. Методы заканчивания скважин.
14. Оборудование нижнего участка скважины при первичном вскрытии продуктивных пластов.
15. Вскрытие пластов с АВПД. Вскрытие пластов с АНПД. Вскрытие газовых пластов.
16. Вскрытие пластов при бурении горизонтальных скважин.
17. Вскрытие пластов, содержащих сероводород.
18. Методы испытания пластов.
19. Испытатели пластов.
20. Технология проведения испытания пластов.
21. Этапы испытания пластов.
22. Выбор пакера – расчётные формулы.
23. Нагрузка на пакер – расчётные формулы.
24. Выбор величины депрессии и диаметра штуцера – расчётные формулы.
25. Правила безопасности при работе с пластоиспытателем. Основные причины неудач при опробовании.
26. Основные цели крепления скважин.
27. Обсадные трубы и их соединения.
28. Крепление скважин – общие принципы определения зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска.
29. Крепление скважин – общие принципы определения зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска. Охарактеризовать совмещённый график давлений.
30. Крепление скважин – последовательность определения зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска.

IV. Условия разработки, оформления и защиты курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях»

Общие положения по организации и выполнению курсового проекта

Целью подготовки курсового проекта (далее – КП) 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: проведение консультаций по вопросам методики подготовки и анализа промысловых данных, написания и защиты КП, а также по вопросам ее структуры и содержания;

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 №8 данного УМП.

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

Групповой (либо индивидуальный) рабочий проект, на основе которого планируется выполнять КП, выбирается совместно студентом и руководителем КП.

КП представляется на кафедру не позднее чем за 5 дней до его защиты.

Структура курсового проекта

Титульный лист.

Содержание (оглавление) КП.

Перечень используемых условных обозначений.

Введение.

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

1. Геологический раздел.

2. Технологический раздел.

2.1. Конструкция скважины.

2.2. Профиль ствола скважины.

2.3. Расчёт обсадных колонн на прочность.

2.3.1. Расчёт направления на прочность.

2.3.2. Расчёт кондуктора на прочность.

2.3.3. Расчет эксплуатационной колонны на прочность.

2.3.4. Расчёт промежуточной колонны на прочность.

2.4. Крепление скважины.

2.4.1. Обсадные трубы.

2.4.2. Цементирование обсадных колонн.

2.4.2.1. Расчёт цементирования эксплуатационной колонны.

2.4.2.1.1. Расчёт одноступенчатого цементирования.

2.4.2.1.2. Расчёт двухступенчатого (порционного, секционного) цементирования.

2.4.2.2. Расчёт цементирования промежуточной колонны и/или кондуктора.

2.4.2.3. Расчёт цементирования направления.

2.5. Испытание скважины. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.

2.5.1. Интенсификация притока нефти в скважину.

2.5.2. Гидродинамические исследования и исходные данные для расчета затрат при освоении.

Заключение.

Список использованной литературы.

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.

Рекомендации по составлению разделов курсового проекта

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

Содержание (оглавление) КП - образец оформления см. в приложении №3.

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

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. В конце раздела указываются: актуальность, цель и задачи выполняемой работы, а также (последним абзацем раздела): количество страниц (листов), формул, таблиц, рисунков, схем и т.п. в КП.

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 (табл. 1, 2).

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	

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	

Наименование	Значение
1	2
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.	

1. 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 (табл. 3 - 25), 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, °		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)	Коэффициент каверности в интервале
название	индекс	от кровли	до подошвы	Мощность (толщина)	угол	азимут	краткое название	% в интервале		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение таблицы 3

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

Окончание таблицы 3

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

Таблица 4

Градиенты давлений и температура по разрезу

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

Таблица 5

Нефтеносность

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

Окончание таблицы 5

Параметры растворенного газа

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

Таблица 6

Газоносность

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

Таблица 7

Водоносность

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

Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый ГКН – гидрокарбонатнонатриевый ХЛМ – хлормагниевого 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 изоляции	
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 осложения, 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 и газопрооявления, 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

Текущие породы

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

Таблица 13

Прочие возможные осложнения

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

Таблица 14

Характеристика вскрываемых пластов

Индекс пласта	Интервал залегания, м		Тип коллектора	Тип флюида	Пористость, %	Проницаемость, мД	Коэффициент газо-, конденсато-,	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			техническое средства	интервал, м		частота отбора
от (верх)	до (низ)	метраж отбора керна		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 16

Геофизические исследования

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

Таблица 17

Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

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

Таблица 18

Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3

Таблица 19

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

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

Окончание таблицы 19

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

Таблица 20

Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

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

Таблица 21

Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объект а	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 измерени я	Количест во	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5

Таблица 22

Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

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

Таблица 23

Данные по эксплуатационным объектам

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

Таблица 24

Промышленно-геофизические исследования

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

Таблица 25

Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар)	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

2. 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.

Для расчётов пользоваться справочным материалом, представленном в приложениях 4-7.

Технологическую часть КП рекомендуется излагать в следующем порядке:

2.1. Конструкция скважины

Дается характеристика конструкции скважин (табл. 26 – 29), 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 конструкции скважины.

Таблица 26

Характеристика и устройство шахтового направления

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

Таблица 27

Совмещенный график давлений

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

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

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

Окончание табл. 28

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

Таблица 29

Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

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

2.2. 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.

2.3. 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,

$\rho_{в.}$ – 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,
 $R_{пл.z}$ – пластовое на глубине z .
 R_{min} – наименьшее внутреннее при окончании эксплуатации,
 $R_{в.z}$ - внутреннее на глубине z ,
 $R_{н.z}$ - наружное на глубине z ,
 $R_{оп}$ – опрессовки.

Вес колонны, Н(МН):

q_i – 1м i -й секции (теоретический),
 Q_i - i -й секции,
 Q – общий вес подобранных секций.

Нагрузка, МН:

$R_{стр}$ – страгивающая,
 $R_{доп}$ – допускаемая осевая,
 m – коэффициент сжимаемости газа,
 k - коэффициент разгрузки цементного кольца,
 Коэффициент запаса прочности при расчете:
 p_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

2.3.1. Расчёт направления на прочность

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

Определяем вес направления:

$$Q_n = H \times R_{кр}, (1)$$

где H – глубина (м)

$R_{кр}$ - 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 .

$$L_n = 5/1000 * H, (2)$$

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

2.3.2. 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:

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

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

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

$\gamma_{\text{ж}}$ - удельный вес жидкости, равное 1,0 кг/м³;

10 – постоянный коэффициент, м/с²

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:

$$Q_{\text{к}} = H * P_{\text{кр}}, (5)$$

где H – глубина (м), $P_{\text{кр}}$ - 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 – $L_{\text{к}}$

$$L_{\text{к}} = 5/1000 * H, (6)$$

$$\text{Общий вес колонны: } Q_{\text{общ.к}} = Q_{\text{н}} + (L_{\text{к}} * P_{\text{кр}}), (7)$$

2.3.3. 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»).

Для расчётов использовать таблицы 30 – 32.

Таблица 30

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

Наружный диаметр колонны, мм	Значение $P_{\text{оп}}$, 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

Таблица 32

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

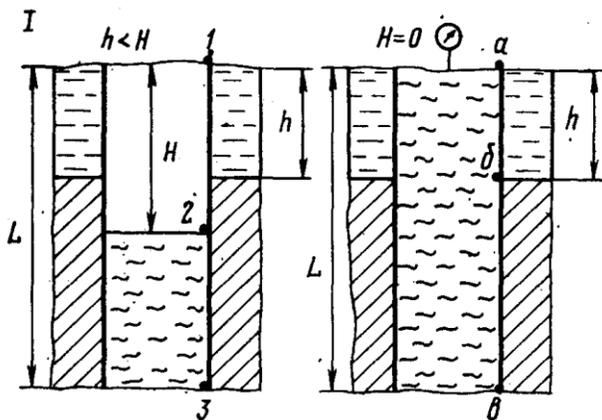


Рис. 1. Наружные и внутренние избыточные давления по схеме I

Наружные избыточные давления в точках (рис.1):

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

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

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

Внутренние избыточные давления в точках:

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

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

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

при $1,1 * p_y \leq p_{оп.}$; (13)

Схема II

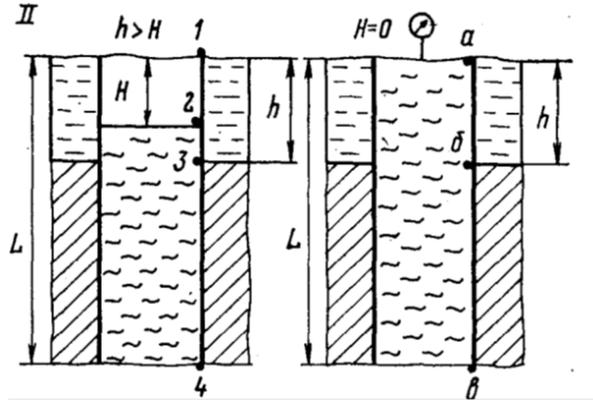


Рис. 2. Наружные и внутренние избыточные давления по схеме II

1. Наружные избыточные давления в точках:

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

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

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

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

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); (18)

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

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

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 $1,1p_y > p_{оп}$

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

Схема III

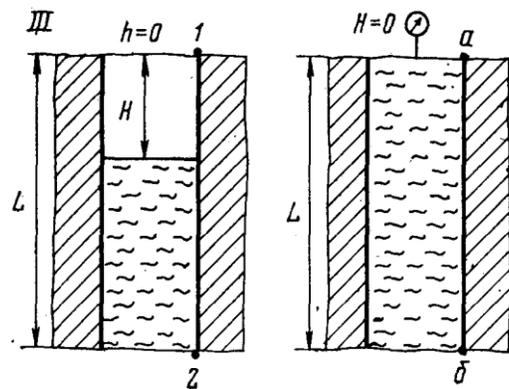


Рис. 3. Наружные и внутренние избыточные давления по схеме III

Наружные избыточные давления в точках (рис.3):

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

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

Внутренние избыточные давления в точках:

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

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

или

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

Схема IV

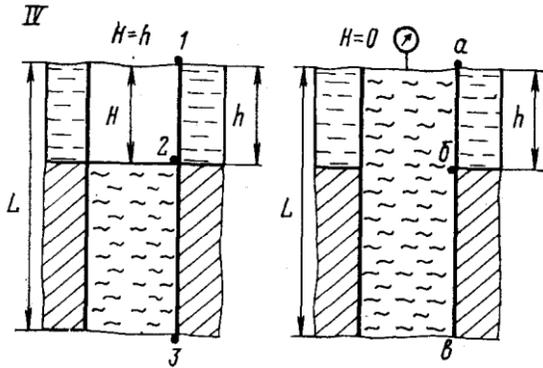


Рис. 4. Наружные и внутренние избыточные давления по схеме IV

1. Наружные избыточные давления в точках (рис. 4):

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

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

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

2. Внутренние избыточные давления в точках:

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

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

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

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

$$\text{или } p_{в.и.z} = \{ p_{оп} - 0,01 [(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж.})L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.})h] \} (1-k) \text{ при } 1,1 p_y \leq p_{оп.}; (32)$$

Примечание: для всех приведенных выше схем $p_y = p_{пл} L - 0,01 * \rho_{в.} * L$ (33)

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

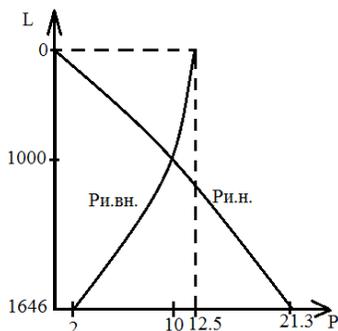


Рис. 5. Эпюра наружных и внутренних избыточных давлений

Определяют значение $n_1 R_{н.и.Л}$. 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: $R_{н.и.з} = R_{кр} / n_1$. По эпюре (Рис.5) находят, какой глубине соответствует это давление ($l_{доп.2}$), определяют длину первой секции и её вес Q_1 :

$$l_1 = L - l_{доп.2}, \quad (34)$$

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 :

$$l_2 = l_{доп.2} - l_{доп.3}, \quad (35)$$

Рассчитывают общий вес двух секций $Q_1 + Q_2$

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

$$l_3 = \frac{R_{стр.з} / n_3 - (Q_1 + Q_2)}{q_3} \quad \dots, \quad (36)$$

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

Запас прочности на внутреннее избыточное давление рассчитывается для труб верхних

секций:
$$n_2 = \frac{[РВД]}{Р_{в.и.з.}} \geq 1,15 \div 1,45, \quad (37)$$

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

2.3.4. Расчёт промежуточной колонны на прочность – производим расчёты аналогично расчётам подраздела 2.3.3.

2.4. Крепление скважины

При расчётах избыточных давлений и цементирования обсадных колонн использовать таблицы 33 – 47.

2.4.1. Обсадные трубы

Таблица 33

Распределение избыточных давлений по длине колонны

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

Таблица 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 диам. 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

Таблица 36

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	наружный	внутренний			8	9

Режим спуска обсадных колонн

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

Опрессовка обсадных труб и натяжение обсадной колонны

1	2	3	4	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			10	11	12	13
				раздельно спускаемой части	цеменного кольца	раздельно спускаемой части	цеменного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение колонны, тс						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 поверхность, кгс/см ²

2.4.2. Цементирование обсадных колонн

Общие сведения о цементировании обсадных колонн

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

Таблица 41

Характеристика жидкостей для цементирования

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 ³	время начала схватывания, мин	растекание, мм	водоотделение, мл	время загустевания В _с , мин	прочность через 2 суток, МПа	стойкость к агрессивным средам	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 42

Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

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

Таблица 43

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

Наименование колонны	Режим работы цементировочных агрегатов												
	Наименование технологической операции	объем закачанной жидкости, м ³	тип (шифр) агрегата	кол. ЦА, шт.	диаметр цилиндровых 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 цементировочных агрегатах

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

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 цементировочной техники

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

Таблица 47

Потребное количество материалов для крепления скважины

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

2.4.2.1. Расчёт цементирования эксплуатационной колонны.**2.4.2.1.1. 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;

$\rho_{ц.р.}$ – плотность тампонажного цемента, г/см³; - сделать в кг/м³.

$\rho_{в.}$ – плотность воды, г/см³;

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

$\rho_{о.}$ – 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_y – водоцементное отношение для тампонажного утяжелённого цемента;
 k – коэффициент кавернозности ствола скважины;
 $D_{скв}$ – диаметр скважины, м;
 d – внутренний диаметр обсадных труб, м;
 $D_{дол}$ – диаметр долота, м;
 $p_{пл. max}$ – пластовое давление (наибольшее), МПа;
 $L_{пл}$ – глубина залегания пласта с $p_{пл}$, м;
 $p_{г.р.}$ – давление гидроразрыва (поглощения), МПа;
 k_d – коэффициент достоверности определения $p_{г.р.}$,
 $L_{г.р.}$ – глубина залегания пласта с $p_{г.р.}$, м;
 Δ – толщина фильтрационной корки, м;
 α – угол наклона скважины.
 q_I, q_{II}, q_{III} – подача цементировочного агрегата на I, II, III скорости, dm^3/c .

1. Определение плотности тампонажного цементного раствора и динамической

$$\rho_{ц.р.} = \frac{1 + m}{\frac{1}{\rho_{ц}} + \frac{m}{\rho_{в}}}, \quad (38)$$

температуры у забоя скважины:

$\rho_{ц.р.}$ – плотность цементного раствора;
 $\rho_{ц}$ – плотность цемента;
 $\rho_{в}$ – плотность воды;
 m – водоцементное отношение.

$$T_d = \frac{2T_{ст} + t_0}{3}, \quad (39)$$

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

$$V_{буф. min} = 1,57 \left(k_y - 1 + \frac{2\Delta}{D_{дол}} * \frac{\frac{D_{дол} + 1}{D_n}}{\frac{D_{дол}}{D_n}} \right) (D_{дол}^2 - D_n^2) H_{ц.р.}, \quad (40)$$

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

$$V_{буф. кр.} = 0,785 \frac{\rho_{б.р.} L_{пл} - \frac{110 p_{пл. max}}{\cos \alpha}}{\rho_{б.р.} - \rho_{буф}} (D_{скв}^2 - D_n^2), \quad (41)$$

$$D_{скв} = k \times D_{дол}, \quad (42)$$

4. Объём буферной жидкости принимается из условия

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

Примечания:

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

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

$$h_{\text{буф}} = \frac{V_{\text{буф}}}{0,785(D_{\text{ср.п.к}}^2 - D_{\text{н}}^2)}, \quad (43)$$

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

$$D_{\text{ср.п.к}} = \frac{D_{\text{вн } 1} l_1 + D_{\text{вн } 2} l_2 + D_{\text{вн } 3} l_3}{l_1 + l_2 + l_3}, \quad (44)$$

6. Высота столба бурового раствора в затрубном пространстве

$$h_{\text{б.р.}} = H_{\text{п.к.}} - H_1 - h_{\text{буф}}, \quad (45)$$

7. Определение требуемого количества тампонажного цементного раствора

$$V_{\text{ц.р.}} = 0,785(D_{\text{в.п.к.}}^2 - D_{\text{н}}^2)H_1 + (D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{н}}^2)H_2 + d^2 h, \quad (46)$$

8. Расчёт массы тампонажного цемента

$$G = \frac{1,05}{1+m} \rho_{\text{ц.р.}} V_{\text{ц.р.}}, \quad (47)$$

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

9. Определение объёма воды для затворения тампонажного цемента

$$V_{\text{в}} = 1,1mG, \quad (48)$$

1,1 – коэффициент резерва жидкости затворения.

10. Объём продажного раствора

$$V_{\text{п.р.}} = 0,785(d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + d_3^2 l_3 + d_4^2 l_4 + d_5^2 l_5)k_c, \quad (49)$$

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)

$$Q = F_{\text{затр}} V, \quad (50)$$

$$F_{\text{затр}} = \frac{V_{\text{ц.р.}} - V_{\text{стак}}}{H_{\text{ц.р.}}}, \quad (51)$$

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

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

(50, 51) вместо 0,01- g

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

$$Q = \sqrt{\frac{\left(\frac{p_{г.р.}}{k_D} - 0,01 \left((L_{г.р.} + H_{ц.р.}) \rho_{ср2} + H_{ц.р.} \rho_{ср1} \right) \right) (D_{СКВ}^3 - D_H^3) (D_{СКВ}^2 + D_H^2)}{8,26 (\lambda_{ц.р.} \rho_{ср1} H_{ц.р.} + \lambda_{б.р.} \rho_{ср2} (L_{г.р.} - H_{ц.р.}))}}, \quad (52)$$

$$Q = \sqrt{\frac{\left(\frac{p_{г.р.}}{k_D} - 0,01 \left((L_{г.р.} + H_{ц.р.}) \rho_{ср2} + H_{ц.р.} \rho_{ср1} \right) \right) (D_{СКВ}^3 - D_H^3) (D_{СКВ}^2 + D_H^2)}{8,26 (\lambda_{ц.р.} \rho_{ср1} H_{ц.р.} + \lambda_{б.р.} \rho_{ср2} (L_{г.р.} - H_{ц.р.}))}}, \quad (53)$$

12. Максимальное давление на цементирующей головке в конце цементирования

$$p_k = p_p + p_{тр} + p_{затр.}, \quad (54)$$

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

$$p_p = 0,01 (H_{ц.р.} - h) (\rho_{ц.р.} - \rho_{п.р.}), \quad (55)$$

давление на преодоление гидравлических сопротивлений в трубах:

$$p_{тр} = 8,26 \lambda_{б.р.} \rho_{б.р.} \frac{Q^2 L}{d_{ср}^5}, \quad (56)$$

средневзвешанный внутренний диаметр эксплуатационной колонны:

$$d_{ср} = \frac{d_1 * l_{c1} + d_2 * l_{c2} + d_3 * l_{c3} + d_4 * l_{c4} + d_5 * l_{c5} \dots + d_n * l_{cn}}{L}, \quad (57)$$

l_c – длина секции;

L – общая длина секций;

давление на преодоление гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве:

$$p_{затр} = 8,26 \lambda_{ц.р.} \rho_{ц.р.} \frac{Q^2 H_{ц.р.}}{(D_{СКВ} - D_H)^3 (D_{СКВ} + D_H)^2} + 8,26 \lambda_{б.р.} \rho_{ср2} \frac{Q^2 (L - H_{ц.р.})}{(D_{ср.п.к.} - D_H)^3 (D_{ср.п.к.} + D_H)^2}, \quad (58)$$

$$\rho_{ср2} = \frac{\rho_{буф} h_{буф} + \rho_{п.р.} h_{б.р.}}{(h_{буф} + h_{б.р.})}, \quad (59)$$

13. Допустимое давление на устьевое цементирующее оборудование

$$P_{д.г.} = p_y / 1,5, \quad (60)$$

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

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

$$m = \frac{1}{V_{бун}} \frac{G}{\gamma_H}, \quad (61)$$

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

$$m = \frac{1}{V_{бун}} \frac{G}{\gamma_H}, \quad (62)$$

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

$$n = \frac{V_{\text{буф}}}{V_{\text{ца}}}, \quad (63)$$

18. Число работающих ЦА при закачке тампонажного цементного раствора
 $n = 2M$, (64)

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

$$t_{\text{ц}} = \frac{1}{60} \left(\frac{V_{\text{буф}}}{q_{IV}} + \frac{V_{\text{ц.р.}}}{3q_{III}} + \frac{0,98V_{\text{п.р.}}}{3q_{III}} + \frac{0,02V_{\text{п.р.}}}{q_{II}} \right) + 10 \text{ мин}, \quad (65)$$

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

$$tc = \frac{t_{\text{ц}}}{0,75}, \quad (66)$$

2.4.2.1.2. 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 разрушения деталей цементировочной муфты и цементного стакана.

2.4.2.2. Расчёт цементирования промежуточной колонны и/или кондуктора

- расчёт цементирования кондуктора и промежуточной колонны осуществляется, как правило, как в п. 2.4.2.1.1. (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 буровых 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.

2.4.2.3. Расчёт цементирования направления

- рассчитывается как в п. 2.4.2.1.1. (одноступенчатое цементирование).

2.5. Испытание скважины. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне. Сведения по испытанию скважин берём их группового/индивидуального рабочего проекта и вносим в таблицы 48 – 54.

2.5.1. Интенсификация притока нефти в скважину

В данном подразделе следует описать процесс освоения.

2.5.2. 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 прочность 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

Заключение

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

Список использованной литературы

Список рекомендуемой литературы (и образец оформления списка рекомендуемой литературы) V данного учебно-методического пособия.

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).
- Кузьмин В.Н. Учебно-методическое пособие по курсовому проектированию по дисциплине «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях» для магистрантов направления подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», направленности (профиля) 21.04.01.02 «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях» Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет». - 2020 г. - 73 с.
- данное УМП.

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.

Оформление курсового 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. Поля страницы должны иметь следующие размеры: левое – 30 мм, правое – 15 мм, верхнее – 15 мм, нижнее – 15 мм. Весь текстовый и табличный материал должен быть оформлен в колонтитульные рамки – согласно приложений 2.1, 2.2 и 2.3 настоящего УМП. Текст печатается через полтора интервала шрифтом Times New Roman, 14 кегль (для сносок 12 кегль), для таблиц разрешается 12 и 10 кегль. Номера страниц (листов) размещаются в рамках колонтитула (в левом нижнем углу рамки). 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.

Абзац – 0,75 или 1,0 см. Цвет текста и заголовков – «авто» (чёрный). Выравнивание основного текста по ширине.

Заголовки разделов - жирным, по середине, заглавными буквами. Заголовки подразделов - жирным, слева, прописными буквами. Каждый раздел начинать с нового листа, подразделы – как продолжение текущего листа.

Объем текстового материала КП должен содержать около 80 - 100 страниц (листов) машинописного текста.

В тексте не допускается сокращение слов, за исключением общепринятых.

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

Все таблицы и рисунки следует нумеровать (сквозная нумерация), 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. Список рекомендуемой литературы (и образец оформления списка рекомендуемой литературы) указаны в разделе VI настоящего УМП.

Напечатанный КП должен быть сброшюрован в специальные папки, предназначенные для КП.

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 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.

V. Список рекомендуемой литературы (и образец оформления списка рекомендуемой литературы)

Регламентирующая документация

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

Основная техническая литература

4. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: учебное пособие. – СПб: ООО «Недра», 2011. - 268с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. М.:2006 - 680с.
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. - 679с.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 2000. - 670с.
8. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Терминологический словарь – справочник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. - 255с.
9. Булатов А.В., Долгов С.В. Спутник буровика: Справочное пособие в 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006- 534с.
10. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении. Справочное пособие. -М.: РГГРУ, 2007. - 668с.
11. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Российский государственный геологоразведочный университет. – Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз, 2008 - 848с.
12. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 509с.
13. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам – Оренбург: изд. «Летопись», 2005. - 664с.
14. 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.
15. Элияшевский И.В. Типовые задачи и расчеты в бурении. - М.: Недра. -1982. - 296с.

Вспомогательная литература

16. Иванова Т.Н., Сафронов С.И. Методические указания по оформлению контрольной работы, отчета по практике, курсовой работы (проекта), выпускной квалификационной работы для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», профиль 21.03.01.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин», профиль 21.03.01.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин» (для иностранных студентов) и направления подготовки магистров 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», профиль 21.04.01.02 «Строительство

нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях» – Ижевск: ФГБОУ ВО УдГУ. - 2017. - 45 с.

17. Кузьмин В.Н. Учебно-методическое пособие по курсовому проектированию по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях» для магистрантов очного, очно-заочного и заочного обучения направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело». - Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет». - 2020 г. – 63 с.

18. Курс лекций по дисциплине «Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях» / Кузьмин В.Н. Институт нефти и газа. - УдГУ. - Ижевск. - 2020 г.

Периодические издания и электронные ресурсы:

19. Журнал «Бурение и нефть». Ссылка: <http://burneft.ru>

20. Журнал "Геология нефти и газа". Ссылка: <http://www.geoinform.ru>

21. Журнал "Нефтегазовая вертикаль". Ссылка: <http://ngv.ru>

22. Журнал "Нефть России". Ссылка: <http://press.lukoil.ru>

23. Журнал "Нефтяное хозяйство". Ссылка: <http://www.oil-industry.ru>.

VI. Приложения

Образец оформления титульного листа

Приложение 1

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

институт нефти и газа им. М.С. Гудериева
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 (наименование месторождения) месторождения» (такой то республики, края, области)»

Работу выполнил:
студент группы

И.О. Фамилия

Руководитель:
(научная степень, должность, кафедра)

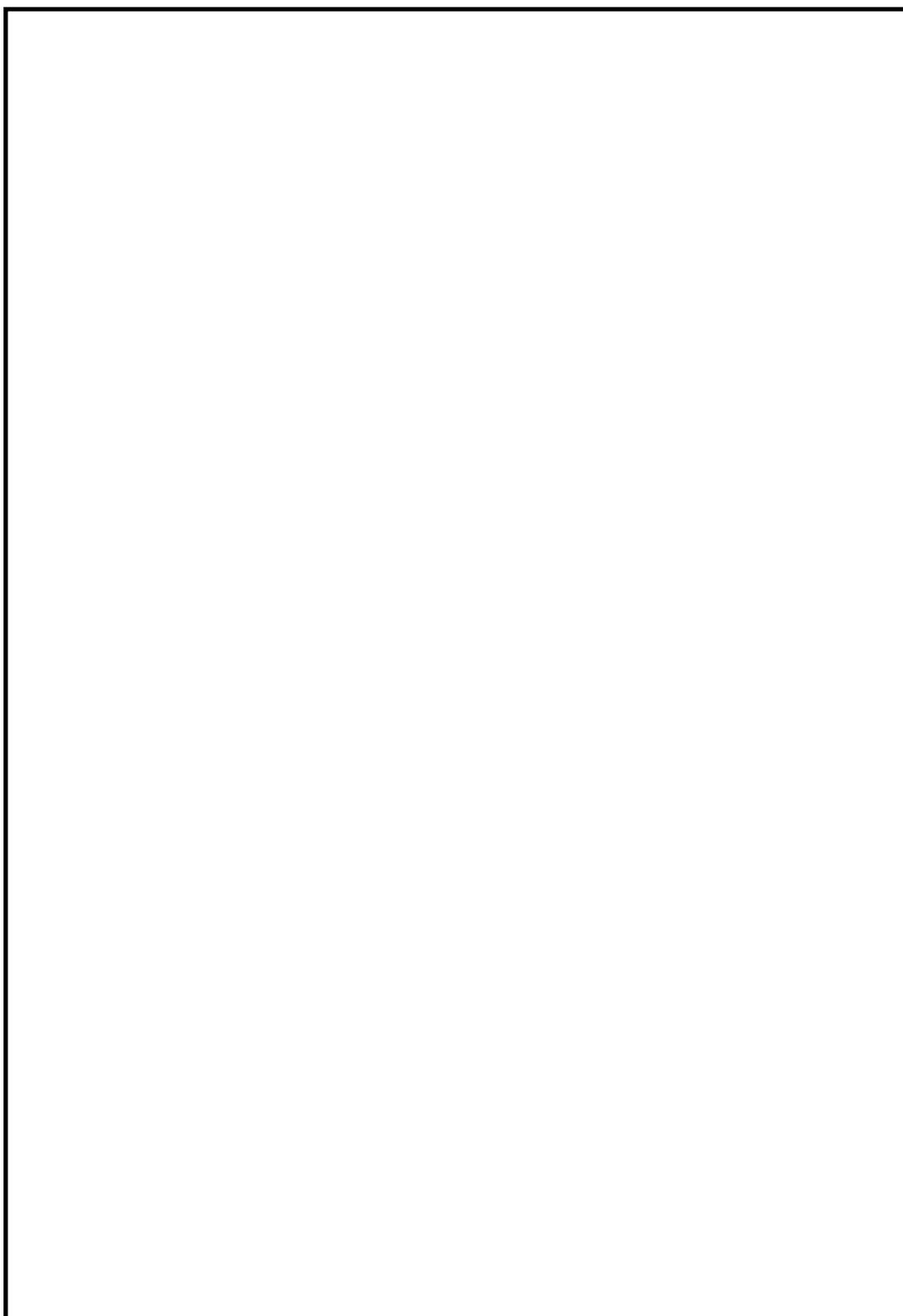
И.О. Фамилия

Ижевск 20__ г.

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

в. № подл.	подпись и дата						КП. ...М-21.04.01....		
	ам. инв. №								
		Изм	Лист	ФИО	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
			Разработал						
			Проверил						
							ИНГ им. М.С. Гуцерева		

Приложение 2.2.
(для книжных листов основной части КП)



					КП. ...М-21.04.01....	Лист
Изм.	Лист	№ локвм.	Подпис	Дата		

Приложение 2.3.
(для альбомных листов КП)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
Изм.				
Лист				
№ докум.				
Подп.				
Дата				
КП ... М-21.04.01				
Лист				

Образец оформления (структура) оглавления (содержание) КП

<i>Содержание</i>	<i>Номер страницы (листа)</i>
Введение	...
Исходные данные для составления проекта. Общие сведения о районе работ	...
1. Геологический раздел	...
2. Технологический раздел	...
2.1. Конструкция скважины	...
2.2. Профиль ствола скважины	...
2.3. Расчёт обсадных колонн на прочность	...
2.3.1. Расчёт направления на прочность	...
2.3.2. Расчёт кондуктора на прочность	...
2.3.3. Расчет эксплуатационной колонны на прочность	...
2.3.4. Расчёт промежуточной колонны на прочность	...
2.4. Крепление скважины	...
2.4.1. Обсадные трубы	...
2.4.2. Цементирование обсадных колонн	...
2.4.2.1. Расчёт цементирования эксплуатационной колонны	...
2.4.2.1.1. Расчёт одноступенчатого цементирования	...
2.4.2.1.2. Расчёт двухступенчатого (порционного, секционного) цементирования	...
2.4.2.2. Расчёт цементирования промежуточной колонны и/или кондуктора	...
2.4.2.3. Расчёт цементирования направления	...
2.5. Испытание. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне скважины	...
2.5.1. Интенсификация притока нефти в скважину	...
2.5.2. Гидродинамические исследования при освоении	...
Заключение	...
Список использованной литературы	...
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.	...

Приложение 4.1

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 4.1

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 4.2

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
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)	-	-	-	-	-
178	12,1	47,7	-	69,3	82,4	95,4	117,1	130,1
		(46,9)	(61,7)	-	-	-	-	-
	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)	-	-	-	-	-	
13,7	-	-	74,3	88,3	102,2	125,5	139,5	
15,0	-	-	-	96,7	111,9	137,4	152,7	
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
	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)	-	-	-	-	-

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	-	-	-	-	-	

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.

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 7

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

Учебное издание

Составитель:
Кузьмин Вячеслав Николаевич

Заканчивание скважин в сложных горно-геологических условиях

Отпечатано в авторской редакции
с оригинал-макета заказчика

Подписано в печать 29.12.2020г. Формат
Печать офсетная.
Тираж 20 экз. Заказ №

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, Университетская, д. 1, корп. 4