

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

**Техника и технология строительства скважин
в сложных горно-геологических условиях**

Учебно-методическое пособие



Ижевск
2020

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131я73
Т 381

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

Т 381 Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях: учеб.-метод. пособие / сост. В.Н. Кузьмин. - Ижевск: Изд. центр «Удмуртский университет», 2020 г. – 77 с.

ISBN 978-5-4312-0865-2

В учебно-методическом пособии «Техника и технология строительства 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 622.24(075.8)
ББК 33.131я73

ISBN 978-5-4312-0865-2

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

Содержание

номер раздела	наименование раздела	стр.
I	Краткие теоретические сведения по дисциплине «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»	4
II	Самостоятельная работа студентов по дисциплине «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»	18
III	Контрольные вопросы проверки усвояемости теоретического материала по дисциплине «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»	19
IV	Условия разработки, оформления и защиты курсового проекта по дисциплине «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»	20
V	Список рекомендуемой литературы	53
VI	Приложения	55

І. Краткие теоретические сведения по дисциплине «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»

Основные понятия в бурении скважин

Скважина - это горная выработка в массиве горных пород, осевая протяженность которой значительно превышает ее поперечные размеры (диаметр) и в которой отсутствуют и не предусмотрены условия жизнеобеспечения. Поэтому при выполнении любых работ в скважине, члены буровой бригады находятся вне выработки.

Различают следующие элементы скважины:

- устье скважины - место пересечения контура скважины с поверхностью, с которой началось ее бурение;
- ось скважины - воображаемая линия, проходящая через условные центры поперечных сечений скважины;
- стенки скважины - боковые поверхности скважины по отношению к её оси;
- забой - поверхность, по которой происходит разрушение горной породы породоразрушающим инструментом при проходке скважины;
- обсадная колонна - колонна труб, спущенных в скважину и имеющих постоянную или временную связь (сцепление) с ее стенками;
- открытый ствол или не обсаженный интервал - интервал по оси скважины, где нет обсадной колонны;
- обсаженный интервал или обсаженная часть скважины - интервал вдоль оси, в котором стенки закреплены обсадной колонной.
- ствол скважины - это выработанное пространство в массиве горных пород, ограниченное контурами скважины, т.е. ее стенками и забоем.
- глубина скважины - расстояние от устья до забоя, измеренное по вертикали. Это же расстояние, измеренное по траектории скважины, называется протяженностью ствола скважины.

Как любое строящееся сооружение, скважина состоит из определённых конструктивных элементов. Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе обсадных колонн, их диаметрах и длине, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах соединения скважины с продуктивным пластом.

Буровая установка или буровая

Буровая установка — это комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.

Существует несколько общепринятых классификаций, в основе каждой из которых лежит определённый критерий.

по виду конструкционной системы буровые установки бывают:

- мачтовые, в которых механическая часть базируется на двух опорных элементах; Мачтовые БУ подразделяются на: А-образные, П-образные и телескопического типа с открытой передней гранью.
- башенные, в них присутствуют четыре опорных механизма. На каждый элемент нагрузка распределяется равномерно.

по способу перемещения (передвижения) буровые установки бывают:

- передвижные, которые перемещаются при помощи спец. транспорта;
- самоходные, имеющие собственную моторную базу - преимущественно служат для разведывательных работ, в частности для забора проб грунта;

- стационарные – их транспортировка возможна по частям или блокам.

по месту монтажа буровые установки бывают:

- наземные монтируются на грунт;

- морские устанавливаются на морское дно.

по способу монтажа буровые установки бывают:

- поагрегатные, когда сборка ведётся отдельными узлами и элементами;

- мелкоблочные, когда монтируются отдельные составляющие блочных систем;

- крупноблочные, когда заранее собранные системы скрепляются между собой на месте проведения работ.

Сферы применения буровые установки:

- бурения добывающих (эксплуатационных) скважин, т.е. для добычи нефти, газа и сопутствующих компонентов.

- бурения поисковых скважин. Эти скважины бурят для подтверждения наличия, либо отсутствия нефти или газа.

- бурения разведочных скважин. Их бурят там, где наличие нефти уже подтверждено исследованиями. Эти скважины необходимы для того, чтобы окончательно сформировать данные о запасах материала и изготовить схему работы на местности.

- бурения оценочных скважин. Их функциональная нагрузка состоит в том, чтобы проанализировать и спрогнозировать поведение нефтяных пластов и возможное движение земной коры в месте работы, а также оценить объёмы залегаемой нефти.

- бурения контрольных скважин. Они необходимы для постоянного контроля давления на территории, где ведётся добыча полезных ископаемых.

- бурения наблюдательных скважин. Эти скважины используют для установления объёмов выкаченной и оставшейся нефти, а также для оценки контактов нефти, газа и воды друг с другом.

Буровые установки применяются для:

- Проведения спуско-подъёмных операций
- Поддержания бурильной колонны на талевой системе при бурении с разгрузкой
- Размещение комплекта бурильных и утяжелённых труб
- Размещение талевой системы
- Размещения средств механизации, платформы верхового рабочего, устройства экстренной эвакуации верхового рабочего
- Размещение системы верхнего привода
- Буровая вышка оборудуется маршевыми лестницами, площадкой для обслуживания кронблока и платформой верхового рабочего, которая предназначена для установки бурильных свечей и обеспечивает безопасность при спускоподъёмных операциях.

Классификация скважин

По траектории скважины подразделяются на вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные. За вертикальную скважину принимается такая, отклонение которой от вертикали, проходящей через устье скважины, находится в допустимых пределах.

Наклонно направленной скважиной называется такая, которая бурится по заранее спроектированной траектории в заданный пункт массива горных пород с отклонением забоя от вертикали, проходящей через устье скважины.

Горизонтальной называется такая наклонно направленная скважина, конечный интервал которой проходит по простиранию полого падающего или горизонтального пласта или с незначительным отклонением от горизонтали.

По диаметру различают скважины большого, нормального, уменьшенного и малого диаметров. По глубине различают: мелкие скважины - глубиной менее 1000 м, глубокие скважины - глубиной до 5000 м и сверхглубокие скважины – глубиной более 5000м.

Скважины классифицируются так же по целевому назначению на следующие категории (в последовательности развития работ на месторождениях нефти и газа):

- картировочные - служат для получения образцов материнских пород, скрытых под наносами, при проведении геологической съемки;

- сейсморазведочные - бурятся для размещения зарядов ВВ при сейсморазведочном профилировании;

- структурные - предназначены для изучения перспективных структур, выявленных на основании геофизических исследований, и прослеживания структурных изменений на глубинах;

- поисковые - закладываются в пределах подтвержденных перспективных структур для отбора образцов пластового флюида и установления присутствия нефти или газа; иногда эти задачи сочетаются с изучением структур, и тогда скважины называются структурно-поисковыми;

- разведочные - бурятся для изучения размеров и строения залежи, получения необходимых исходных данных для подсчета запасов залежи, оценки их промышленного значения и проектирования системы разработки;

- добывающие (эксплуатационные) - закладываются в соответствии со схемой разработки месторождения и предназначены для получения нефти или газа из земных недр; эксплуатационные скважины составляют самую большую долю в числе всех перечисленных в классификации скважин;

- нагнетательные - служат для закачки в продуктивный пласт агента при применении вторичных методов поддержания пластового давления, иногда в эту категорию переводят некоторые добывающие скважины с большой обводненностью извлекаемой нефти;

- параметрические - позволяют получить сведения о геолого-геофизической характеристике горных пород в разрезе с целью интерпретации результатов геофизических исследований;

- опорные - проводятся с целью изучения геологического строения крупных регионов и для определения наиболее рациональных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории региона;

- специальные скважины - закладываются для сброса загрязненных вод, промышленных стоков, а также для закачки газа в подземные газохранилища и других целей.

Цикл строительства скважин

Весь комплекс работ, связанных со строительством скважины, объединяется понятием "цикл строительства скважины".

Цикл строительства скважины – это комплекс работ, начиная с подготовки площадки под буровую и заканчивая демонтажом бурового оборудования, перевозкой его на новую точку и рекультивацией земель.

Цикл строительства включает следующие виды работ:

1. подготовительные работы к строительству скважины:

- устройство подъездных путей и проводка коммуникаций,
- расчистка и планировка площадки (удаление плодородного слоя почвы в валки),

- сооружение фундаментов под буровое оборудование,
- доставка бурового оборудования;
- 2. вышкомонтажные работы:
 - строительство или перетаскивание вышки,
 - монтаж и установка бурового оборудования на фундаменты,
 - монтаж циркуляционной системы,
 - оборудование устья будущей скважины;
- 3. подготовительные работы к бурению скважины:
 - опробование смонтированного оборудования,
 - доставка инструмента и материалов,
 - подготовка бурового инструмента к работе,
 - заготовка или доставка бурового раствора;
- 4. бурение скважины (работы по проходке ствола скважины):
 - углубление ствола,
 - проведение спускоподъемных операций;
- 5. крепление ствола скважины
 - подготовка ствола, обсадных труб и оборудования к спуску обсадной колонны,
 - спуск и цементирование обсадной колонны,
 - контроль качества цементирования и герметичности обсадной колонны;
- 6. разобшение пластов - опробование перспективных пластов и испытание скважины на приток нефти или газа;
- 7. демонтаж бурового оборудования, вышки и привышечных сооружений и подготовка их к транспортированию на новую точку:
 - отправка демонтированного оборудования и имущества на новую точку;
 - очистка территории и проведение мероприятий по охране окружающей среды (восстановление плодородного слоя почвы).

Конструкция скважины

Как любое строящееся сооружение, скважина состоит из определённых конструктивных элементов. *Под конструкцией скважины понимается* совокупность данных о числе обсадных колонн, их диаметрах и длине, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах соединения скважины с продуктивным пластом.

В наклонно-направленную скважину спускают обсадные колонны особого назначения. Это направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна. В конструкцию горизонтальной скважины, помимо перечисленных обсадных колонн, также включают ещё и «хвостовик».

Направление

Направление спускается в скважину для создания направления стволу скважины, для предупреждения размыва и обрушения горных пород со стенок скважины и для соединения ствола скважины с желобами очистной системы. Направление цементируется на всю длину. Длина направления колеблется от нескольких метров до сотни метров в зависимости от разреза горных пород и условий бурения (море, болото, илстые рыхлые грунты и т. д.).

Кондуктор

Кондуктором перекрывают верхнюю часть геологического разреза неустойчивых пород, пласты, насыщенные водой и другими флюидами, поглощающие промывочную жидкость или проявляющие, подающие пластовые флюиды на поверхность. Кондуктором обязательно

перекрываются все пласты пресной воды. На кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование, на устье кондуктор служит также опорой для подвески очередных колонн.

Эксплуатационная колонна

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или для нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Эксплуатационная колонна в газовых и разведочных скважинах цементируется полностью. В нефтяных скважинах - либо по всей длине, либо с перекрытием предыдущей колонны на 100 м.

Промежуточная колонна

Промежуточные колонны спускаются в том случае, если невозможно бурение без предварительного разобщения зон осложнений (проявления, поглощения, обвалы).

Отдельно можно выделить «хвостовики» – предназначенные для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину, их относят к эксплуатационным ОК.

Разновидностью хвостовиков являются *летучки* - специальные промежуточные колонны, служащие для перекрытия интервала осложнений либо эксплуатационные обсадные колонны, не имеющие, в отличие от классических хвостовиков, связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Типы породоразрушающих инструментов (долот)

Породоразрушающий инструмент, т.е. долото предназначено для разрушения горной породы на забое при бурении скважин.

Классификация долот:

I. По назначению долота делятся на три большие группы:

- 1) для бурения сплошным забоем (без отбора керна), разрушающий породу по всей площади забоя – буровые долота;
- 2) для колонкового бурения (с отбором керна), разрушающий породу по периферии забоя, т.е. кольцевым забоем – бурильные головки;
- 3) для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня) и т.д. – долота специального назначения.

II. По принципу разрушения породы долота делятся на:

1. долота режуще-скалывающего действия, разрушающие породу лопастями, наклонными в сторону вращения долота – лопастные долота;
2. долота дробяще-скалывающего действия - шарошечные долота;
3. долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, располагающимися в торцевой части долота или в кромках вертикально расположенных по отношению к забою скважины лопастей и твердосплавными штырями, расположенными на сферической шарошке одношарошечного долота.

III. По конструктивному исполнению долота делятся на три группы:

1. лопастные,
2. шарошечные,
3. секторные.

IV. По материалу породоразрушающих элементов долота делятся на четыре группы:

1. со стальным вооружением,
2. с твердосплавным вооружением,

3. с алмазным вооружением,
4. с алмазно-твердосплавным вооружением.

Забойные двигатели

При бурении нефтяных и газовых скважин применяют гидравлические и электрические забойные двигатели, преобразующие соответственно гидравлическую энергию бурового раствора и электрическую энергию в механическую на выходном валу двигателя. Гидравлические забойные двигатели выпускают гидродинамического и гидростатического типов. Первые из них называют турбобурами, а вторые - винтовыми забойными двигателями. Электрические забойные двигатели получили наименование электробуров.

Турбобур

Турбобур - это гидравлический забойный двигатель гидродинамического типа, представляющий собой многоступенчатую гидравлическую турбину, к валу которой непосредственно или через редуктор присоединяется долото.

Каждая ступень турбины состоит из статора и ротора.

В статоре, жестко соединенном с корпусом турбобура, поток бурового раствора меняет свое направление и поступает в ротор, где отдает часть своей гидравлической мощности на вращение лопаток ротора. При этом на лопатках статора создается реактивный вращающий момент, равный по величине и противоположный по направлению вращающему моменту ротора. Перетекая из ступени в ступень, буровой раствор отдает часть своей гидравлической мощности каждой ступени. В результате вращающие моменты всех ступеней суммируются на валу турбобура и передаются долоту. Создаваемый при этом в статорах реактивный момент воспринимается корпусом турбобура и бурильной колонной.

Различают турбобуры:

- одно, двух, трех, четырех и шести-секционные,
- шпиндельные секционные,
- шпиндельные с гидроторможением,
- колонковые - для бурения с отбором керна,
- шпиндельные турбобуры-отклонители – для бурения наклонно-направленных скважин.

Основными достоинствами турбинного бурения являются:

- устранение затрат энергии на вращение бурильной колонны;
- уменьшение износа и аварийности бурильных труб, что позволяет применять легкосплавные бурильные трубы;
- повышение частоты вращения долота, следовательно, и механической скорости бурения;
- упрощение технологии проводки наклонно-направленных скважин;
- улучшение условий работы буровиков (снижение шума на устье и вибрации на буровой).

Винтовой забойный двигатель или объёмный винтовой двигатель

Винтовой забойный двигатель - это гидравлический забойный двигатель гидростатического типа. Рабочим органом винтового забойного двигателя является винтовая пара: статор и ротор.

Статор представляет собой металлическую трубу, к внутренней поверхности которой привулканизирована резиновая обкладка, имеющая 10 винтовых зубьев левого направления, обращённых к ротору.

Ротор выполнен из высоколегированной стали с девятью винтовыми зубьями левого направления и расположен относительно оси статора эксцентрично.

Кинематическое отношение винтовой пары 9: 10 и соответствующее профилирование её зубьев обеспечивает при движении бурового раствора планетарное обкатывание ротора по зубьям статора и сохранение при этом непрерывного контакта ротора и статора по всей длине. В связи с этим образуются полости высокого и низкого давления и осуществляется рабочий процесс двигателя.

Вращающий момент от ротора передаётся с помощью двухшарнирного соединения на вал шпинделя, укомплектованного многорядной осевой шаровой опорой и радиальными резино - металлическими опорами. К валу шпинделя присоединяется долото. Уплотнение вала достигается с помощью торцевых сальников.

По своей характеристике винтовой забойный двигатель весьма перспективен. По сравнению с турбобуром он проще по конструкции, имеет меньшие длину и массу, больший крутящий момент, большую мощность, относительно низкую частоту вращения, он менее чувствителен к уменьшению диаметра ствола скважины и позволяет контролировать отработку долота по изменению крутящего момента. Целесообразно применять винтовой забойный двигатель для бурения на средних и больших глубинах, для бурения долотами с герметизированными маслonaполненными опорами и при наборе зенитного угла наклонно-направленных скважин.

Электрический забойный двигатель (т.е. электробур)

Электрический забойный двигатель – это забойный двигатель, работающий от электропривода.

При бурении электробуром породоразрушающий инструмент так же, как при бурении винтовой забойный двигатель, приводится во вращение от машины, размещенной в скважине в непосредственной близости от забоя. Для привода долота используют электрическую машину, которая представляет собой электромотор, смонтированный в трубном корпусе малого диаметра. Электроэнергия подается к электробурю с поверхности по секционированному кабелю, проходящему внутри бурильной колонны.

Способ бурения электробуром весьма перспективен, так как благодаря наличию канала связи с забоем позволяет получать оперативную информацию о работе инструмента в скважине.

Циркуляционная система буровой

Циркуляционная система предназначена для приготовления, очистки, регулирования параметров и циркуляции бурового раствора.

1. Функции надземного участка циркуляционной системы: приготовление раствора, регулировка его свойств, нагнетание в скважину и поддержание режима промывки скважины. Система нагнетания включает в себя: приемную емкость, блок насосов, всасывающий и нагнетательный манифольды и вращающийся превентор (противовыбросное оборудование).

2. Функции подземного участка: подвод гидравлической энергии к долоту и транспортировка шлама на поверхность. Этот участок состоит из канала для нисходящего потока (полость колонны труб, двигатель, долото) и канала для восходящего потока бурового раствора, образуемого внешней поверхностью бурильной колонны и стволом скважины, и обсадной колонной.

Очистная система буровой (система очистки буровых растворов)

Очистная система входит в состав циркуляционной системы и предназначена для удаления выбуренной породы (шлама) из буровых растворов. Твердые частицы в буровых растворах подразделяются на: песчаные, илистые и коллоидные частицы, в зависимости от размерности частиц. Песчаные частицы имеют размер более 80 мкм – удаляются пескоотделителем, илистые от 2 до 80 мкм – удаляются иллоотделителем и коллоидные частицы имеют размер менее 2 мкм – удаляются центрифугой.

Для качественной очистки буровых растворов от выбуренной породы современная система очистки буровых растворов должна включать в себя 4 ступени очистки, из них первая ступень является этапом грубой, т.е. первичной очистки, а остальные – этапами тонкой, т.е. вторичной очистки.

I ступень – первичные вибросита, их устанавливают вблизи от устья скважины в количестве 1- 3 (и более) штук,

II ступень – пескоотделитель,

III ступень – иллоотделитель,

IV ступень – центрифуга.

Песко-илоотделитель входит в состав сито-гидро-циклонной установки, совместно с осушающими виброситами и представляют собой гидроциклонные установки. В основу гидроциклонного разделения твердых частиц и жидкости на фракции заложен принцип использования центробежных сил, возникающих в песко-илоотделителе при прокачивании через него жидкости.

Вибросита снабжены ситовыми панелями (ситами) с различной размерностью ячеек, размерность которых зависит от типа, состава и свойств буровых растворов, используемого для прохождения конкретного интервала горных пород в ходе бурения скважины.

Промывка скважин

Понятие «буровые растворы» охватывает широкий круг жидких, суспензионных, аэрированных сред, имеющих различные составы и свойства.

Буровой раствор в процессе бурения осуществляет ряд функций, которые тем разнообразнее, чем сложнее процесс бурения: глубже скважина, неустойчивее ее стенки, выше давление газа и нефти в разбурываемых горизонтах.

Процесс бурения представляет собой совокупность различных операций, определяющих технологию проходки скважины, поэтому функции называются технологическими.

Различают следующие технологические функции буровых промывочных жидкостей:

1. гидродинамические
2. гидростатические
3. функции, связанные с процессом коркообразования
4. физико-химические функции.
5. Прочие функции.

1) Гидродинамические функции осуществляются потоком раствора в скважине и заключаются в следующем:

- в выносе выбуренной породы (шлама) из скважины;
- в переносе энергии от насосов к забойным двигателям (турбобурам);
- в размыве породы на забое скважины (гидромониторный эффект);
- в охлаждении долота в процессе бурения.

2) Гидростатические функции осуществляются покоящимся буровым раствором.

К этой группе функций относятся:

- создание гидростатического равновесия в системе ствол скважины - пласт;
- удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции бурового раствора;
- создание гидростатического давления на стенки скважины, сложенные слабосцементированными или пластичными породами;
- уменьшение нагрузки на талевую систему.

3) Функции, связанные с процессом коркообразования

К этой группе функций относятся:

- уменьшение проницаемости пористых стенок скважины;
- сохранение или усиление связности слабосцементированных пород;
- уменьшение трения бурильных и обсадных труб о стенки скважин.

Буровой раствор, представляющий собой взвесь коллоидных частиц (твёрдой фазы) в жидкой среде, в процессе продвижения в пласт образует на его поверхности и в порах породы фильтрационную корку, препятствующую или замедляющую дальнейшее поступление раствора, то есть происходит *кольматация* (закупоривание) стенок скважины, в результате *фильтрации*.

4) Физико-химические функции заключаются в добавлениях к буровому раствору специальных химических реагентов в процессе бурения скважины, которые принято называть *химической обработкой*.

К этим функциям относятся:

- сохранение связности пород, образующих стенки скважины;
- предохранение бурового оборудования от коррозии и абразивного износа;
- сохранение проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии;
- сохранение необходимых характеристик бурового раствора в процессе бурения скважины;
- улучшение буримости твёрдых пород.

5) Прочие функции.

К прочим функциям бурового раствора относятся:

- установление геологического разреза скважины по составу шлама;
- сохранение теплового режима многолетнемерзлых пород.

Требования к составу и свойствам промывочной жидкости для вскрытия продуктивного горизонта

Вскрытие продуктивного пласта осуществляется с использованием промывочных жидкостей, требования к которым более жёсткие, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным или наклонно-направленным стволом, т.к. вскрытие производится на значительном участке и более продолжительно по времени.

Вскрытие продуктивного пласта и дальнейшее его бурение в горизонте осуществляется с применением крахмально-биополимерных и биополимерных растворов и растворов на углеводородной основе. Особое внимание уделяется свойствам бурового раствора (плотность, фильтратоотдача, пластическая вязкость, статическое напряжение сдвига) и системе очистки бурового раствора. При этом, плотность, фильтратоотдача и пластическая вязкость должны быть минимально возможными, а статическое напряжение сдвига должна быть на таком уровне, чтобы, с одной стороны удерживать выбуренную породу во взвешенном состоянии и легко выносить её на поверхность из продуктивного горизонта, а с другой стороны, не должна быть излишне высокой, чтобы не создать противодействие столбом бурового раствора на пласт и не порвать его.

Система очистки бурового раствора обязательно должна включать в себя четыре ступени очистки:

- первая ступень очистки - первичные вибросита,
- вторая и третья ступени очистки - пескоотделитель и илоотделитель с осушающим виброситом,
- четвёртая ступень очистки - центрифуга.

При этом, размер ячеек ситовых панелей на виброситах должен быть подобран таким образом, чтобы при циркуляции бурового раствора площадь покрытия буровым раствором общей поверхности вибросита составляла не менее $2/3$.

Технология бурения скважин в заданном направлении (направленное бурение)

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением. Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов - искусственным.

Как правило, искривление скважин сопровождается следующими осложнениями:

- интенсивный износ бурильных труб,
- повышенный расход мощности,
- затруднения при производстве спуско-подъемных операций,
- обрушение стенок скважины и др.

Искривление скважин позволяет значительно снизить затраты средств и времени при разработке месторождений нефти и газа. Таким образом, если искривление скважины нежелательно, то его стремятся предупредить, а если оно необходимо, то его развивают. Этот процесс называется направленным бурением, которое может быть определено как бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважин обязательно подвергается контролю и управлению.

В процессе бурения направленной скважины необходимо знать положение каждой ее точки в пространстве. Для этого определяются координаты ее устья и параметры трассы, к которым относятся: зенитный угол, азимут и длина скважины.

Зенитный угол скважины - это угол между осью скважины или касательной к ней и вертикалью.

Азимут скважины - это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией касательной к оси скважины, измеренный по часовой стрелке.

Длина скважины - это расстояние между устьем и забоем по оси.

Проекция оси скважины на вертикальную плоскость называется *профилем*, а на горизонтальную - *планом*.

Вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, или касательную к ней, называется *апсидальной*.

При придании скважине пологости происходит увеличение зенитного угла (бурение с подъемом угла), а при выкручивании - уменьшение (бурение с падением угла). При искривлении скважины влево азимут ее уменьшается, а вправо - увеличивается.

Темп отклонения скважины от ее начального направления характеризуется интенсивностью искривления, которая может быть определена как для зенитного, так и азимутального искривления.

Кроме указанных величин направленные скважины характеризуются величиной отхода (смещения) и глубиной по вертикали.

Отход (смещение) - длина горизонтальной проекции прямой, соединяющей устье и забой скважины.

Глубина по вертикали - длина вертикали, соединяющей устье с горизонтальной плоскостью, проходящей через забой скважины.

Отклонение скважин от проектного положения может происходить вследствие неправильного заложения оси скважины при забуривании или искривления в процессе бурения. В первом случае имеют место причины субъективного характера, которые могут быть легко устранены. Для этого необходимо обеспечить соосность фонаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины; горизонтальность стола ротора, прямолинейности ведущей трубы, бурильных труб и УБТ согласно техническим условиям.

Во втором случае действуют объективные причины, связанные с неравномерным разрушением породы на забое скважины. Каждая из этих причин проявляется в виде сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты могут быть приведены к одной равнодействующей и главному моменту. При этом возможны четыре случая.

1. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью скважины, момент отсутствует. В этом случае обеспечивается бурение прямолинейной скважины. Таким образом, если искривление нежелательно, то необходимо создать вышеприведенные условия, что трудно достижимо.

2. Все силы приводятся к равнодействующей, направленной под углом к оси скважины, момент отсутствует. Под действием боковой составляющей равнодействующей силы происходит фрезерование стенки скважины, а, следовательно, искривление. Интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств пород, боковой фрезерующей способности долота, механической скорости бурения и других факторов. Следует отметить, что при искривлении только за счет фрезерования стенки скважины имеют место резкие перегибы ствола, что приводит к посадкам инструмента при спуске и требует дополнительной проработки скважины.

3. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью породоразрушающего инструмента и к опрокидывающему моменту относительно его центра. Вследствие этого между осью скважины и осью инструмента образуется угол, в результате чего и происходит искривление. Интенсивность искривления в этом случае практически не зависит от физико-механических свойств горных пород и фрезерующей способности долота, ось скважины представляет собой плавную линию близкую к дуге окружности, что облегчает все последующие работы.

4. Все силы приводятся к равнодействующей, не совпадающей с осью скважины, и к опрокидывающему моменту. В этом случае искривление скважины происходит за счет совместного действия фрезерования стенки скважины и наклонного положения инструмента относительно оси скважины.

Возникновение вышеуказанных сил и моментов, действующих на породоразрушающий инструмент, происходит из-за множества причин, все они условно делятся на три группы - геологические, технологические и технические.

Общие закономерности искривления скважин

Анализ искривления скважин показывает, что оно подчиняется определенным закономерностям, но для разных месторождений они различны и могут существенно отличаться. Однако можно сформулировать следующие общие закономерности искривления:

1. В большинстве случаев скважины стремятся занять направление, перпендикулярное слоистости горных пород. По мере приближения к этому направлению интенсивность

искривления снижается

2. Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к уменьшению искривления.

3. Места установки центрирующих элементов и их диаметр весьма существенно влияют на направление и интенсивность зенитного искривления.

4. Увеличение жесткости инструмента уменьшает искривление скважины, поэтому скважины большего диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра.

5. Увеличение осевой нагрузки приводит к увеличению интенсивности искривления, а повышение частоты вращения колонны буровых труб - к снижению искривления.

6. Направление и интенсивность азимутального искривления зависят от геологических факторов.

7. Абсолютная величина интенсивности азимутального искривления зависит от зенитного угла скважины. С его увеличением интенсивность азимутального искривления снижается.

Бурение скважин с горизонтальным окончанием

В случае если наклонно-направленная скважина заканчивается горизонтальным участком, она называется горизонтальной скважиной. Горизонтальная часть ствола скважины может достигать многих сотен метров.

Строительство скважин с горизонтальным окончанием целесообразно в следующих случаях:

1. Низкая проницаемость коллектора.
2. Трещиноватость коллектора.
3. Высокая вязкость пластового флюида.
4. Обводнение скважины подошвенной водой.
5. Невозможность бурения вертикальной скважины по условиям местности.
6. Высокое пескопроявление при эксплуатации скважин.
7. Вытеснение нефти водой (повышение эффективности заводнения).

Бурение многозабойных скважин

Многозабойными или многоствольными считаются скважины, из которых пробурены ответвляющиеся стволы для решения различных техникогеологических задач. Любая многозабойная скважина является наклонно-направленной, так как для бурения нового ответвления требуется отклонить ствол от первоначального направления.

К конструкции многозабойной скважины предъявляются следующие основные требования:

- ствол скважины должен позволять прохождение к забоям стволов бурящейся скважины и отклоняющих компоновок требуемых геометрических параметров;
- во всех интервалах ствола должна быть возможность искривления скважины с максимальной интенсивностью;
- все участки скважины должны обеспечивать возможность крепления искривленных интервалов обсадными трубами;
- по возможности ствол скважины должен позволять проведение геофизических исследований.

Технология проводки многозабойной скважины сводится к следующему. До кровли продуктивного пласта или же несколько выше бурят обычную скважину. От нее в продуктивном пласте в разные стороны бурятся ответвления (дополнительные стволы). В первую очередь до проектной глубины проводится ствол, имеющий максимальное проектное отклонение. Последующие дополнительные стволы забуриваются из него последовательно

снизу-вверх. В случае если продуктивный пласт сложен неустойчивыми породами, ограничиваются бурением одного ствола с горизонтальным вхождением в пласт. После того как многозабойная скважина пробурена, ее, как правило, до места зарезки самого верхнего дополнительного ствола обсаживают колонной.

Охрана недр и окружающей среды при строительстве скважин

Бурение скважин невозможно без использования значительных объемов промывочных жидкостей, в составе которых нередко содержатся большие концентрации вредных для природы примесей (нефть и нефтепродукты, химические реагенты и т.п.). Потерянный из циркуляционной системы буровой раствор просачивается в почву или стекает в открытые водоемы и речную сеть. В недавнем прошлом резерв промывочной жидкости хранился в земляных емкостях (амбарах), выкопанных в открытом грунте. При таком способе ведения буровых работ часть жидкости из земляных амбаров уходила в почву, а после окончания буровых работ остаток бурового раствора в них забрасывали грунтом, и еще длительное время он служил источником загрязнения почвы и мешал проведению сельскохозяйственных работ.

При буровых работах все источники загрязнения могут быть подразделены на группы:

- эксплуатационные, возникающие в результате образования сточных вод от мытья оборудования, полов, очистки желобов, выбросит от шлама, слива воды из систем охлаждения;
- технологические - сток бурового раствора с поднимаемых бурильных труб и сброс воды после их обмыва, появление излишка бурового раствора в результате его наработки при бурении и сброс этого излишка, выбросы раствора из скважины при выполнении спускоподъемных операций;
- аварийные - излив пластового флюида из скважины при нефтегазопрооявлениях, открытом фонтанировании; потери технических жидкостей при порыве трубопроводов или вследствие поломки запорной арматуры;
- природные - вынос с буровой технических жидкостей, горюче-смазочных материалов при обильных атмосферных осадках, снос с буровой площадки веществ талыми водами.

В комплексе мер по защите природы большое место отводится разработке и внедрению технологических процессов, позволяющих значительно уменьшить количество отходов производства и максимально их утилизировать, разработке и внедрению систем использования технической воды по замкнутому циклу, повышению эффективности и надежности очистных устройств и систем, предназначенных для снижения токсичности отходов и т.п.

В последние годы буровые организации все возрастающее внимание уделяют совершенствованию системы циркуляции и повышению ее надежности, а также сбору, обработке и захоронению остатков промывочной жидкости и шлама.

В области промывки скважины проводят следующие мероприятия:

- полный отказ от использования земляных амбаров и замена их металлическими резервуарами большой емкости (безамбарное бурение);
- применение циркуляционной системы усовершенствованной конструкции с надежными закрытыми трубопроводами;
- освоение на практике транспортирования бурового раствора со скважины на скважину для многократного его использования (в первую очередь это относится к растворам на

нефтяной основе и эмульсионным);

- обработка и обезвреживание остатков бурового раствора и захоронение их в специально отведенных местах.

- обработка оставшегося в отстойниках бурового раствора специальными активирующими добавками, которые ускоряют процесс отвердения отходов буровых работ.

Также применяют систему регенерации технических вод, в ней используется метод химической коагуляции и каскадного отстаивания. После очистки вода пригодна для использования в системе оборотного водоснабжения.

II. Самостоятельная работа студентов по дисциплине

«Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»

Для более углублённого и расширенного изучения дисциплины «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях» студентам-магистрантам, опираясь на список рекомендуемой литературы, указанный в данном УМП, необходимо самостоятельно изучить следующие вопросы:

1. Влияние глубины залегания горных пород, дифференциального давления и свойств промывочной жидкости на сопротивление разрушению.
2. Долота 1-го и 2-го класса. Номенклатура долот. Конструкция керноприемного инструмента.
3. Динамические нагрузки на БТ при бурении скважин. Коэффициент динамичности. Выбор длины УБТ. Эксплуатация БТ. Начисление износа и установление классности БТ. Предельно допустимые параметры процессов освобождения прихваченной колонны БТ.
4. Критерии оптимизации режимов бурения. Статистическая обработка при выборе режимов бурения.
5. Оценка вероятности и условия обеспечения надежности результатов.
6. Критерии гидродинамического подобия в турбинах.
7. Особенности технологии бурения с помощью РТБ. Область применения РТБ. Специфика работы турбобура с решетками гидроторможения.
8. Роторные управляемые системы при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин.
9. Решение экологических задач при бурении скважин.
10. Измерение искривления скважин.
11. Типы профилей и рекомендации по их выбору.
12. Технические средства направленного бурения.
13. Геофизическая служба в контроле и управлении процессом бурения.
14. Понятие о дифференциальном давлении в скважине и коэффициенте аномальности.
15. Технологические и технические особенности бурения при равновесном давлении в системе «пласт-скважина».
16. Бурение скважин с горизонтальным окончанием.
17. Требования к составу и свойствам промывочной жидкости для вскрытия продуктивного горизонта.
18. Бурение многозабойных скважин.
19. Бурение горизонтально-разветвленных скважин.
20. Непрерывные бурильные трубы (колтюбинги), применяемые при строительстве нефтяных и газовых скважин.
21. Бурение с использованием гибких труб на депрессии.
22. Общие закономерности искривления скважин.
23. Особенности режима бурения при отборе керна.
24. Механизация подачи долота.
25. Конструкции, достоинства и недостатки, области применения бицентричных буровых долот.

III. Контрольные вопросы проверки усвояемости теоретического материала по дисциплине «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»

1. «Скважина» и её основные элементы.
2. Основные конструктивные элементы скважины (обсадные и эксплуатационные колонны).
3. Классификация скважин по траектории.
4. Классификация скважин по целевому назначению.
5. Способы бурения скважин.
6. Классификация ударного способа бурения скважин, краткая характеристика разновидностей.
7. Классификация вращательного способа бурения скважин, краткая характеристика разновидностей.
8. Цикл строительства скважин, из каких видов работ он состоит.
9. Техничко-экономические показатели в строительстве скважин. Охарактеризуйте фактические технико-экономические показатели.
10. Техничко-экономические показатели в строительстве скважин. Охарактеризуйте проектные технико-экономические показатели.
11. Первичные технические документы, составляющиеся непосредственно на буровой.
12. Технический проект, какие разделы он должен в себе содержать.
13. Задание на проектирование, какие исходные сведения оно должно содержать.
14. Охрана недр и окружающей среды при строительстве скважин.
15. На какие группы делятся источники загрязнения при ведении буровых работ.
16. Какие мероприятия по охране окружающей среды проводятся в области промывки скважин.
17. Буровой инструмент. Классификация бурового инструмента по назначению.
18. Назначение и классификация породоразрушающих инструментов.
19. Классификация, конструкции, достоинства и недостатки, области применения лопастных буровых долот.
20. Классификация, конструкции, достоинства и недостатки, области применения шарошечных буровых долот.
21. Классификация, конструкции, достоинства и недостатки, области применения буровых долот истирающего типа.
22. Классификация, конструкции, достоинства и недостатки, области применения алмазных буровых долот.
23. Породоразрушающие инструменты для бурения с отбором керна.
24. Типы шарошечных долот и области их применения.
25. Шифры долот.
26. Износ долот.
27. Компонировка низа бурильной колонны.
28. Калибраторы, центраторы, стабилизаторы.
29. Понятие о режиме бурения, его параметрах и показателях работы долота.
30. Показатели эффективности бурения скважин, их краткая характеристика.

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

Общие положения по организации и выполнению курсового проекта

Целью подготовки курсового проекта (далее – КП) по дисциплине «Техника и технология строительства 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 «Техника и технология строительства 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 «Техника и технология строительства нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях» представлен в приложении №8 данного учебно-методического пособия.

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.

1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.

1.2. Физические свойства горных пород.

1.3. Нефтегазоводоносность.

1.4. Пластовые давления.

1.5. Возможные осложнения по разрезу скважины.

2. Технологический раздел.

2.1. Конструкция скважины.

2.2. Профиль и траектория ствола скважины.

2.3. Углубление скважины.

2.3.1 Обоснование диаметра долот.

2.3.2. Расчет глубины спуска кондуктора.

2.3.3. Расчет утяжеленных бурильных труб (УБТ).

2.3.4. Расчет стальных бурильных труб (СБТ).

2.3.5. Расчет максимально допустимой глубины спуска бурильных труб.

2.3.6. Гидравлический расчет промывки ствола скважины.

2.3.7. Способы и режимы бурения. Компановки.

2.3.8. Выбор буровой установки.

2.4. Буровые растворы.

2.4.1. Обоснование плотности применяемых буровых растворов.

2.4.2. Химические реагенты и обработка буровых растворов.

2.4.2.1 Обработка бурового раствора.

2.4.2.2 Контроль параметров бурового раствора.

2.4.3. Требования безопасности при работе с химическими реагентами.

2.4.4. Очистка бурового раствора.

3. Мероприятия по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважины

3.1. Мероприятия по повышению качества вскрытия продуктивных пластов.

3.2. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП

3.3. Мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора.

3.4. Мероприятия по предупреждению обвалов пород.

3.5. Мероприятия по предупреждению прихватов при прохождении прихватоопасных зон.

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

4. Промышленная и экологическая безопасность

4.1. Общие организационно-технические требования.

4.2. Требования к персоналу.

4.3. Требования к территории, объектам и рабочим местам.

4.4. Промышленная санитария.

- 4.5. Общие сведения охраны окружающей среды.
- 4.6. Рекультивация земельного участка.
- 4.7. Охрана поверхностных и подземных вод.
- 4.8. Техника безопасности при строительстве скважин.
- 4.10. Противопожарная безопасность.
- 4.11. Меры безопасности при обращении с кислотами, щелочами и другими токсичными веществами.

Заключение.

Список использованной литературы.

Приложения:

- А. Геолого-технический наряд.
- Б. План расположения бурового оборудования.
- В. 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 - разделе указывается роль и значение правильно выбранного подхода к проводимым технологическим операциям при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин. 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. Наименование площади (месторождения)	
2. Температура воздуха, °С – среднегодовая, максимальная летняя и минимальная зимняя	
3. Среднегодовое количество осадков, мм	
4. Максимальная глубина промерзания грунта, м	
5. Продолжительность отопительного периода в году, сут.	
6. Преобладающее направление ветра	
7. Наибольшая скорость ветра, м/с	
8. Сведения о площадке строительства и подъездных путях: рельеф местности, состояние грунта, толщина снежного покрова (мм), характер растительного покрова	

Наименование	Значение (текст, название, величина)
9. Характеристика подъездных дорог - протяженность, км - характер покрытия - высота насыпи, м	
10. Источник водоснабжения	
11. Источник электроснабжения	
12. Средство связи	
13. Источник карьерных грунтов	

Таблица 2

Основные проектные данные

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

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, трещинноватость, проницаемость, гидропроводность.
- Нефтегазоводоносность. Приводятся данные по физико-химическим свойствам пластовых флюидов.
- Градиенты давления. Пластовые (поровые) давления, давления гидравлического разрыва пластов (ГРП), изменение температуры по разрезу скважины.
- Осложнения. Описание осложнений приводится с точки зрения нормального спуска обсадных колонн и их цементирования. К таким осложнениям могут быть отнесены: сужения ствола скважины в текучих и пучащих породах, осыпи и обвалообразования стенок

скважины, поглощения бурового и цементного растворов. Подробное описание ожидаемых осложнений позволит правильно наметить дополнительные мероприятия по подготовке ствола скважины, спуске колонны, заливке и продавке цементного раствора.

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

Основные данные по геологическому разрезу скважины рекомендуется представлять в виде таблиц (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, град.		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)	Коэффициент кавернозности в интервале
название	индекс	от кровли	до подошвы	Мощность (толщина)	угол	азимут	краткое название	% в интервале		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение таблицы 3

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

Окончание таблицы 3

Сплошность породы	Твердость, МПа	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по 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	гидроразрыв а пород, (МПа/м)·10 ²	горного давления, (МПа/м)·10 ²	геотермический, °C/100м
1	2	3	4	5	6

Таблица 5

Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Тип коллекто- ра	Плотность, кг/м ³		Подвижно- сть, мПа·с	Содержание, % по весу		Свобод- ный дебит, м ³ /сут
	от верх	до низ		в пластовых условиях	после дегазации и		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, %		относительн- ая по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
	сероводоро- да	углекислог- о газа			
11	12	13	14	15	16

Таблица 6

Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллек- тора	Состоя- ние (газ, конден- сат)	Содержание, % по объему		Относи- тельная по воздуху плотность газа	Коэффи- циент сжимае- мости газа в пласто- вых условиях	Свобод- ный дебит м ³ /сут	Плотность газоконден- сата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²
	от верх	до (низ)			сероводород а	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 стратигра- фического подразделен ия	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, кг/м ³	Свобод -ный дебит, м ³ /сут	Фазова я прониц ае- мость, 10 ⁻³ мкм ²	Химический состав воды в мг- эквивалентной форме					
							анионы			катионы		
	от (верх)	до (низ)					Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Окончание таблицы 7

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

Таблица 8

Поглощение бурового раствора

Индекс стратигра- фического подраздел ения	Интервал, м		Максималь- ная интенсив- ность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляци и (да, нет)	Градиент давления поглощения, (МПа/м)·10 ²		Условия возникнове- ния
	от верх	до (низ)				при вскрытии	после изоляции нных	
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 осложне- ния, 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 газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 11

Прихватопасные зоны

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

Окончание таблицы 11

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

Таблица 12

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, %	Проницае- мость, мД	Коэффициент газо-, конденсато-, жидкости	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			техническ ие средства	интервал, м		частота отбора
от (верх)	до (низ)	метраж отбора керна		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 16

Геофизические исследования

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

Таблица 17

Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	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 стратиграфиче- ского подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивно- го 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 фонтани- рующий (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 НКТ (да, нет)	Насадки для гидropеско- струйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	плотность, кг/м ³								диаметр, мм	количество, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 21

Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер 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	Количес тво	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, °C	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 23

Данные по эксплуатационным объектам

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

Таблица 24

Промыслово-геофизические исследования

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

Таблица 25

Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал зале-гания 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 стратиграфи- ческого подразделения	Литология	Давление, кгс/см²		Характеристика давлений пластового (порового) и гидроразрыва пород. Эквивалент градиента давлений									Глубина спуска колонны, м	Плотность бурового раствора, г/см³
			пласто- вое, 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	

Таблица 28

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

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

Окончание табл. 28

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

Таблица 29

Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

1	Раздельно спускаемые части													
	2	3	4	5	интервал установки одноразмерной части, м		8	соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части						
					6	7		ограничение на толщину стенки не более, мм	9	10	11	12	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 и траектория ствола скважины

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

2.3. Углубление скважины

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

Дается характеристика используемых типоразмеров забойных двигателей, керноотборных устройств.

Поинтервально приводится выбор компоновок низа бурильных колонн (КНБК).

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

Производится оценка правильности выбора используемой буровой установки, противовыбросового оборудования (ПВО), приводится схема его обвязки (схему можно разместить в разделе «Приложения»).

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

2.3.1. Обоснование диаметра долот

Диаметр долот по интервалам бурения, под указанные обсадные колонны (табл. 30, 31), определяется в соответствии с учетом особенностей геологического разреза. Величина минимальных радиальных зазоров между стенкой скважины и муфтой обсадной колонны определяется по формуле:

$$D_{\partial} = D_{\text{м}} + 2 \Delta, \quad (1)$$

где

D_{∂} - диаметр долота, мм;

$D_{\text{м}}$ - диаметр муфты обсадных труб, мм,

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

Таблица 30

Диаметры обсадных колонн

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

Таблица 31

Способы бурения, расширения (проработки) ствола скважины и основные параметры проведения технологической операции по интервалам для н/направленной скважины

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

2.3.2. Расчет глубины спуска кондуктора

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

Расчет производится из соотношения:

$$\frac{0,95 \times 0,1 \times \rho_n \times H_k}{(P_{пл} - 0,1 \times (L - H_k) \times 1,05)}, \quad (2)$$

Откуда следует, что:

$$H_k = \frac{10 \times P_{пл} - \rho_\phi \times L_{пл}}{0,905 \times \rho_n - \rho_\phi}, \quad (3)$$

где:

ρ_n – нормальное уплотнение горных пород, г/см³;

H_k – расчетная глубина спуска колонны, м;

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

ρ_ϕ – плотность флюида, г/см³;

$L_{пл}$ – глубина кровли пласта, м

2.3.3. Расчет утяжеленных бурильных труб (УБТ)

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

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

$$\frac{D_{\text{бт}}}{D_{\text{УБТ}}} \geq 0,70 \div 0,75, (4)$$

Рассчитываем длину УБТ для вертикальных и наклонных скважин:

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,25 P_{\text{дол}} - G}{q_{\text{УБТ}}}, (5)$$

где:

$l_{\text{УБТ}}$ – длина УБТ, м;

$P_{\text{дол}}$ – нагрузка на долото, МН;

$q_{\text{УБТ}}$ – вес 1 м УБТ, МН;

G – вес забойного двигателя, МН.

2.3.4. Расчет стальных бурильных труб (СБТ)

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

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

Обозначение труб с тремя типами приваренных высаженных концов:

ПВ – с внутренней высадкой,

ПН – с наружной высадкой,

ПК – с комбинированной высадкой внутрь и наружу.

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

2.3.5. Расчёт максимально допустимой глубины спуска бурильных труб

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

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{УБТ}} + G) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{н}}}\right) - (p_o + p_n) F_k}{k q_{\text{БТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{н}}}\right)}, (6)$$

где:

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

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

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

$Q_{\text{УБТ}}$ – вес УБТ, МН;

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

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

F_k – площадь проходного канала трубы, м²;

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

G – вес забойного двигателя, МН.

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

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

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

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

$$Q_p = Q_{\text{пр}} / n, \quad (7)$$

где:

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

$$q_{\text{БТ}} = \frac{q_1 l + q_2 + q_3}{l}, \quad (8)$$

где:

q_1 – вес единицы длины гладкой трубы, МН;

q_2 – вес высаженных концов, МН;

q_3 – вес бурильного замка, МН;

l – длина трубы, м.

$$\text{Общая длина колонны: } L = l_{\text{доп}} + l_{\text{УБТ}}, \quad (9)$$

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

Длины секций и определяются по формулам 10 - 13:

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

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

где:

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

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

Длины первой и второй секций верхней ступени:

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

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

где:

m – число секций труб нижней ступени;

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

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

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

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

$Q_{pm} = Q_{пр\ m}/n$; $Q_{p(m+1)} = Q_{пр(m+1)}/n$; $Q_{p(m+2)} = Q_{пр(m+2)}/n$, (14)

2.3.6. Гидравлический расчет промывки ствола скважины

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

$$\Delta P = K_3(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5), \quad (15)$$

где:

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

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

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

P_3 – потери давления в кольцевом пространстве скважины;

P_4 – потери давления на преодоление сопротивлений в долоте;

P_5 – перепад давления в забойном двигателе.

а). Определение потерь давления в бурильных трубах

Определим режим течения бурового раствора в бурильных трубах:

$$Re = \frac{10 \rho_{б.р.} v_{тр} d}{g \left(\eta + \frac{\tau_0 d}{6 v_{тр}} \right)}, \quad (16)$$

где:

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

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

$$v_{\text{тр}} = \frac{4Q}{\pi d^2}, (17)$$

d – внутренний диаметр бурильных труб, м;

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

τ_0 – ДНС, Н/м²;

Q -расход бурового раствора, м³/с;

d – внутренний диаметр бурильных труб, м;

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

Определим потери давления в бурильных трубах по формуле

$$P_{\text{тр}} = 8,26\lambda_{\text{тр}} \frac{Q^2(L-l_y)}{d^5} \rho_{\text{б.р.}}, (18)$$

где:

L – глубина скважины, м;

l_y – длина УБТ, м;

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

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

При ламинарном режиме:

$$\lambda_{\text{тр}} = \frac{64}{Re}, (19)$$

Определим коэффициент потери давления в бурильных трубах:

$$a_{\text{тр}} = \frac{8,26\lambda_{\text{тр}}}{d^5}, (20)$$

б). Определение потерь давления в кольцевом пространстве

Определим режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве:

$$Re = \frac{10\rho_{\text{б.р.}}v_{\text{к.п.}}(D_d - D)}{g(\eta + \frac{\tau_0(D_d - D)}{6v_{\text{к.п.}}})}, (21)$$

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

$$v_{\text{к.п.}} = \frac{4Q}{\pi(D_d^2 - D^2)}, (22)$$

D_d – диаметр скважины (долота), м;

D – наружный диаметр бурильных труб, м;

Q – расход бурового раствора, м³/с;

$$p_{\text{к.п.}} = 8,26\lambda_{\text{к.п.}}\rho_{\text{б.р.}} \frac{Q^2(L-l_y)}{(D_d - D)^3(D_d + D)^2}, (23)$$

При ламинарном течении:

$$\lambda_{\text{к.п.}} = \frac{80}{Re}, (24)$$

При турбулентном:

$$\lambda_{\text{к.п.}} = \frac{0,12}{\sqrt[7]{Re}}, (25)$$

При квадратичном режиме:

$$\lambda_{\text{к.п.}} = 0,025, \quad (26)$$

Коэффициент потерь давления в кольцевом пространстве:

$$\alpha_{\text{к.п.}} = \frac{8,26\lambda_{\text{к.п.}}}{(D_{\text{д}} - D)^3 (D_{\text{д}} + D)^2}, \quad (27)$$

в). Определение потерь давления в УБТ

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

$$l_{\text{э.у.}} = \frac{l_y d^5}{d_y^5}, \quad (28)$$

l_y – длина утяжеленных бурильных труб, м;

d – внутренний диаметр бурильных труб, см;

d_y – внутренний диаметр утяжеленных труб, см;

$$P_y = 8,26\lambda_{\text{тр}} \frac{Q^2 l_{\text{э.у.}}}{d^5} \rho_{\text{б.р.}}, \quad (29)$$

Коэффициент потерь давления в трубах УБТ:

$$\alpha_{\text{УБТ}} = \frac{8,26\lambda_{\text{тр}} l_{\text{э.у.}}}{d^5 l_y}, \quad (30)$$

г). Определение потерь давления в бурильных замках

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

$$P_{\text{тр}} = 8,26\lambda_{\text{тр}} l_{\text{э.к.}} \frac{L Q^2}{l_3 d^5} \rho_{\text{б.р.}}, \quad (31)$$

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

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

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

L – длина колонны бурильных труб, м;

l_3 – среднее расстояние между замками, м;

Коэффициент потери давления в бурильных замках:

$$\alpha_3 = \frac{8,26\lambda_{\text{тр}} l_{\text{э.к.}}}{d^5}, \quad (32)$$

д). Определение потерь давления в промывочных отверстиях долота

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

$$p_{\text{д}} = \frac{0,12}{F^2} \rho_{\text{б.р.}} Q^2, \quad (33)$$

F – суммарное сечение промывочных отверстий долота, см;

Коэффициент потери давления в долоте:

$$a_d = \frac{0,12}{F^2}, (34)$$

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

$$p_d = \frac{\rho_{б.р.} Q^2}{200 a_d^2 F^2}, (35)$$

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

е). Определение потерь давления в обвязке буровой установки

$$l_{э.в.т.} = l_{в.т.} * d^5 / d_{в.т.}^5, (36)$$

где:

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

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

d – внутренний диаметр бурильных труб;

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

$$l_{э.в.} = l_{в.} * d^5 / d_{в.}^5, (37)$$

где:

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

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

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

$$l_{э.б.ш.} = l_{ш.} * d^5 / d_{ш.}^5, (38)$$

где:

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

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

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

$$l_{э.об.} = l_{э.в.т.} + l_{э.в.} + l_{э.б.ш.} + l_{п.}, (39)$$

где:

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

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

$$p_{об} = 8,26 \lambda_{тр} \frac{Q^2 l_{э.об.}}{d^5} \rho_{б.р.}, (40)$$

где:

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

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

2.3.7. Способы и режимы бурения. Компановки

Способы и режимы бурения, а так же применяющиеся компановки следует указать в таблицах 32 – 41.

Таблица 32

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

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

Таблица 33

Компановка низа бурильных колонн (КНБК)

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

Таблица 34

Потребное количество элементов КНБК

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

Таблица 35

Суммарное количество и масса элементов КНБК

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

Таблица 36

Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)	Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
								секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 37

Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

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

Таблица 38

Оснастка талевой системы

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

Таблица 39

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

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

Таблица 40

Режим работы буровых насосов

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

Таблица 41

Гидравлические показатели промывки

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

2.3.8. Выбор буровой установки

Исходными данными при выборе буровой установки являются проектная глубина и конструкция скважины. Буровую установку для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирают по допускаемой нагрузке на крюке, которую не должна превышать масса (в воздухе) наиболее тяжёлой колонны.

При выборе типоразмера и модели установки данного класса следует учитывать конкретные геологические, климатические, энергетические, дорожно-транспортные и другие условия бурения. В соответствии с этим выбирается тип привода (дизельный, электрический), а также схема монтажа и транспортировки буровой установки.

Выбор буровой установки на строительство скважин должен производиться с таким расчетом, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватах) не превышала величину параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» выбранной буровой установки. Как правило, нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должны превышать

соответственно 0,6 и 0,9 «Допускаемой нагрузки на крюке». Выбор должен производиться по наибольшей из указанных нагрузок.

1). Расчет наиболее тяжелой бурильной колонны:

$$Q_{бк} = q_{бт} \times l_{бт} + q_{убт} + q_{зд}, \quad (41)$$

где $q_{бт}$ - вес 1 погонного метра бурильной трубы, Н;

$l_{бт}$ - длина бурильной трубы, м;

$q_{убт}$ - вес 1 метра утяжеленной бурильной трубы, Н;

$q_{зд}$ - вес забойного двигателя, Н;

2). Расчет массы наиболее тяжелой обсадной колонны (кондуктора):

$$Q_k = L_k \times q_k, \quad (42)$$

где L_k - длина кондуктора, м;

q_k - вес 1 погонного метра кондуктора, Н;

3). Расчет массы эксплуатационной колонны:

$$Q_{эк} = L_{эк} \times q_{эк}, \quad (43)$$

где $L_{эк}$ - длина эксплуатационной колонны, м;

$q_{эк}$ - вес 1 погонного метра эксплуатационной колонны, Н;

При строительстве рассматриваемой скважины максимальный вес бурильной колонны составит $Q_{бк}$ (тонн), максимальный вес обсадной колонны Q_k (тонн).

4). Находим грузоподъемность (в тоннах) применяемых буровых установок:

- по бурильной колонне не менее $Q_{бк}$: 0,6 (тонн), (44)

- по обсадной колонне не менее Q_k : 0,9 (тонн), (45)

Справочно выбираем, какая буровая установка и какой грузоподъемностью соответствует полученным расчетам и в целом условиям бурения проектируемой скважины.

5). Определяем допустимую нагрузку на крюке выбранной буровой установки:

- при подъеме (спуске) бурильных колонн, т:

$$Q_{доп} = 0,6 \cdot q_{гп}, \quad (46)$$

где $q_{гп}$ - грузоподъемность буровой установки, т.

- при спуске обсадных колонн, т:

$$Q_{доп} = 0,9 \cdot q_{гп}, \quad (47)$$

6). Определяем наибольшую расчетную массу бурильной колонны при строительстве проектируемой скважины:

$$Q_{max} = Q_{бк} + q_v + q_{вт}, \quad (48)$$

где q_v - вес вертлюга, т;

$q_{вт}$ - вес ведущей трубы, т.

7). Определяем запас по нагрузке на крюке для выбранной буровой установки:

$$n = q_{гп} / Q_{max}, \quad (49)$$

n должно быть $> 0,6$.

8). Определяем запас по нагрузке при спуске кондуктора (как самой тяжелой обсадной колонны) на крюке для выбранной буровой установки:

$$n = q_{гп} / Q_k, \quad (50)$$

n должно быть $> 0,9$.

Делаем вывод о соответствии выбранной буровой установки для строительства проектируемой скважины.

2.4. Буровые растворы

2.4.1. Обоснование плотности применяемых буровых растворов

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

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

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

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

Расчёт плотности раствора:

$$\rho = \frac{100 P_{пл} K}{H}, \quad (51)$$

где:

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

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

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

Плотности бурового раствора, полученные расчётным путём, вводятся в сводную таблицу (табл. 42).

Таблица 42

Рассчитанные плотности бурового раствора

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

2.4.2. Химические реагенты и обработка буровых растворов

2.4.2.1. Обработка бурового раствора

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

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

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

2.4.2.2. Контроль параметров бурового раствора

В данном подразделе описывается процесс контроля параметров бурового раствора и приборы, используемые при этом (табл. 43 – 48).

Таблица 43

Типы и параметры буровых растворов по интервалам

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

Таблица 44

Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов по интервалам

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

Таблица 45

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

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

Таблица 46

Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину по интервалам

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

2.4.3. Требования безопасности при работе с химическими реагентами

Описывается техника безопасности при работе с химическими реагентами в процессе приготовления и обработки буровых растворов.

2.4.4. Очистка бурового раствора

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

Таблица 47

Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Название	Типоразмер или шифр	Количество
1	2	3

Ступенчатость применения очистных устройств по интервалам бурения

интервал, м		Использование очистных устройств
от	до	
1	2	3

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

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

- по повышению качества вскрытия продуктивных пластов,
- по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП,
- по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора,
- по предупреждению обвалов пород,
- по предупреждению прихватов при прохождении прихватоопасных зон,
- по предупреждению аварийных ситуаций, возникающих при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

4. Промышленная и экологическая безопасность

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

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

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

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

Заключение

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

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).
- данное УМП.

Приложения

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

- геолого-технический наряд.
- план расположения бурового оборудования.
- другие нормативные документы (инструкции, планы работ и т.д.), чертежи, схемы, графики, иллюстрации вспомогательного характера (регламент приготовления и обработки бурового раствора, схема системы очистки бурового раствора и т.д.)

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 V 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 «Техника и технология строительства 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. – 77 с.

18. Курс лекций по дисциплине «Техника и технология строительства 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. Гупериева
кафедра: «Бурение нефтяных и газовых скважин»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине: «Техника и технология строительства скважин в сложных горно-геологических условиях»

на тему: «Проектирование ... *(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)

[illegible]

Приложение 2.2
(для книжных листов остальной части КП)

					КП. ..М-21.04.01....	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	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

Содержание	Номер страницы (листа)
ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	...
ВВЕДЕНИЕ	...
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ БУРОВЫХ РАБОТ	...
1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	...
1.1. Геологическая характеристика района	...
1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика по разрезу скважины	...
1.3. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины, давление и температура	...
1.4. Возможные осложнения по разрезу скважины	...
1.5. Исследовательские работы в скважине	...
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	...
2.1. Конструкция скважины	...
2.1. Конструкция скважины	...
2.2. Профиль ствола скважины	...
2.3. Углубление скважины	...
2.3.1 Обоснование диаметра долот.	...
2.3.2. Расчет глубины спуска кондуктора.	...
2.3.3. Расчет утяжеленных бурильных труб (УБТ).	...
2.3.4. Расчет стальных бурильных труб (СБТ).	...
2.3.5. Расчёт максимально допустимой глубины спуска бурильных труб.	...
2.3.6. Гидравлический расчет промывки ствола скважины.	...
2.3.7. Способы и режимы бурения. Компановки.	...
2.3.8. Выбор буровой установки.	...
2.4. Буровые растворы.	...
2.4.1. Обоснование плотности применяемых буровых растворов.	...
2.4.2. Химические реагенты и обработка буровых растворов.	...
2.4.2.1 Обработка бурового раствора.	...
2.4.2.2 Контроль параметров бурового раствора.	...
2.4.3. Требования безопасности при работе с химическими реагентами.	...
2.4.4. Очистка бурового раствора.	...
3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	...
3.1. Мероприятия по повышению качества вскрытия продуктивных пластов.	...
3.2. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП	...
3.3. Мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений бурового раствора.	...
3.4. Мероприятия по предупреждению обвалов пород.	...
3.5. Мероприятия по предупреждению прихватов при прохождении	...

прихватопасных зон.	
3.6. Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций, возникающих при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.	...
4. ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	...
4.1. Общие организационно-технические требования.	...
4.2. Требования к персоналу.	...
4.3. Требования к территории, объектам и рабочим местам.	...
4.4. Промышленная санитария.	...
4.5. Общие сведения охраны окружающей среды.	...
4.6. Рекультивация земельного участка.	...
4.7. Охрана поверхностных и подземных вод.	...
4.8. Техника безопасности при строительстве скважин.	...
4.10. Противопожарная безопасность.	...
4.11. Меры безопасности при обращении с кислотами, щелочами и другими токсичными веществами.	...
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	...
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	...
Приложения:	...
А). Геолого-технический наряд.	...
Б). План расположения бурового оборудования.	...
В). Другие нормативные документы (инструкции, планы работ и т.д.), чертежи, схемы, графики, иллюстрации вспомогательного характера.	...

Приложение 4 - Данные для расчётов

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	152,5
140	6,2	29,5	-	42,7	-	-	-	-
		(28,9)	(38,0)	-	-	-	-	-
	7,0	33,2	-	48,3	57,4	66,5	-	-
		(32,6)	(42,9)	-	-	-	-	-
	7,7	36,6	-	53,1	63,1	73,1	89,7	99,8
		(36,0)	(47,3)	-	-	-	-	-
	9,2	43,7	-	63,5	75,5	87,4	107,3	119,2
		(42,9)	(56,5)	-	-	-	-	-
	10,5	49,9	-	72,4	86,2	99,7	122,4	136,1
146		(49,0)	(64,5)	-	-	-	-	-
	6,5	29,5	-	42,9	-	-	-	-
		(29,0)	(38,1)	-	-	-	-	-
	7,0	31,8	-	46,2	53,5	54,9	-	-
		(31,3)	(41,1)	-	-	-	-	-
	7,7	35,0	-	50,8	60,4	69,9	-	-
		(34,3)	(45,2)	-	-	-	-	-
	8,5	38,6	-	56,1	66,7	77,2	94,7	105,3
		(37,9)	(49,9)	-	-	-	-	-
	9,5	43,1	-	62,7	74,5	86,3	105,9	117,7
		(42,4)	(55,8)	-	-	-	-	-
	10,7	48,6	-	70,6	83,9	97,2	119,2	132,5
		(47,7)	(62,8)	-	-	-	-	-

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
168	7,3	28,8	-	41,9	49,7	-	-	-
		(28,2)	(37,3)	-	-	-	-	-
	8,0	31,6	-	45,8	54,4	-	-	-
		(31,0)	(40,8)	-	-	-	-	-
	8,9	35,1	-	51,0	60,6	70,1	86,1	95,7
		(34,5)	(45,4)	-	-	-	-	-
	10,6	41,9	-	60,7	72,2	83,5	102,5	114,0
		(41,1)	(54,0)	-	-	-	-	-
	12,1	47,7	-	69,3	82,4	95,4	117,1	130,1
		(46,9)	(61,7)	-	-	-	-	-
178	5,9	22,1	-	-	-	-	-	-
	6,9	25,8	-	37,4	-	-	-	-
		(25,3)	(33,3)	-	-	-	-	-
	8,1	30,3	-	43,9	52,3	-	-	-
		(29,7)	(39,1)	-	-	-	-	-
	9,2	34,3	-	49,9	59,3	68,6	84,2	93,6
		(33,4)	(44,4)	-	-	-	-	-
	10,4	38,8	-	56,4	67,1	77,5	95,2	105,9
		(38,1)	(50,2)	-	-	-	-	-
	11,5	42,9	-	62,4	74,1	85,8	105,3	117,1
		(42,2)	(55,5)	-	-	-	-	-
	12,7	47,4	-	68,9	81,9	94,7	116,3	129,3
		(46,6)	(61,3)	-	-	-	-	-
	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	100,1
	16,5	-	-	-	69,2	80,1	98,3	109,3
299	8,5	18,9	-	27,4	-	-	-	-
		(18,5)	(24,4)	-	-	-	-	-
	9,5	21,2	-	30,7	36,5	42,3	51,9	57,6
		(20,8)	(27,3)	-	-	-	-	-

Продолжение Приложения 5

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
340		(28,1)	(37,1)	-	-	-	-	-
	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)	-	-	-	-	-
351	15,4	-	-	-	52,0	60,1	73,8	82,1
	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	-	-
377		(22,3)	(29,3)	-	-	-	-	-
	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)	-	-	-	-	-
	16,7	27,3	-	39,6	-	-	-	-
426	10,0	15,6	-	-	-	-	-	-
		(15,3)	(20,1)	-	-	-	-	-
	11,0	17,2	-	24,9	-	-	-	-
		(16,9)	(22,2)	-	-	-	-	-
	12,0	18,7	-	27,2	-	-	-	-
		(18,3)	(24,1)	-	-	-	-	-
473	11,1	15,6	-	-	-	-	-	-
		(15,3)	(20,1)	-	-	-	-	-
508	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 «Техника и технология строительства нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

1. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Мишкинского месторождения УР».
2. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Гремихинского месторождения УР».
3. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Котовского месторождения УР».
4. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Карсовайского месторождения УР».
5. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Ельниковского месторождения УР».
6. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Западно-Погребняковского месторождения УР».
7. «Проектирование эксплуатационной горизонтальной скважины Красногорского месторождения УР».
8. «Проектирование эксплуатационной горизонтальной скважины Южно-Люкского месторождения УР».
9. «Проектирование разведочной наклонно-направленной скважины Карсовайского месторождения УР».
10. «Проектирование поисковой наклонно-направленной скважины Карсовайского месторождения УР».
11. «Проектирование поисковой наклонно-направленной скважины Ельниковского месторождения УР».
12. «Проектирование поисковой наклонно-направленной скважины Есенецкого месторождения УР».
13. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Чутырско-Киенгопского месторождения УР».
14. «Проектирование эксплуатационной горизонтальной скважины Чутырско-Киенгопского месторождения УР».
15. «Проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины Южно-Лиственского месторождения УР».
16. «Проектирование поисковой наклонно-направленной скважины Воткинского участка УР».
17. Проектирование 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

**Техника и технология строительства 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