



МОСКВА
"СПЕЛП"
1989

**OILWELL
DRILLING
ENGINEERING**

PRINCIPLES AND PRACTICE

—H. RABIA—

University of Newcastle upon Tyne

Published by



Graham & Trotman

Х.РАБИА

**ТЕХНОЛОГИЯ
БУРЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИН**

Перевод с английского
кандидата технических наук *В.Г. Григулецкого,*
Ю.М. Кисельмана

Под редакцией
кандидата технических наук *В.Г. Григулецкого*



МОСКВА "НЕДРА" 1989

ББК 33 131
Р 12
УДК 622.24

Рекомендовано к изданию кандидатом технических наук *Н А Бадовским*,
кандидатом технических наук *В О Белоруссовым*

Р $\frac{2503010300-296}{043(01)-89}$ 273—89

ISBN 5—247—01348—4

ISBN 0—86010—714—0

© Hussain Rabia, 1985

© Перевод на русский язык
Издательство «Недра», 1989

Введение

Цель этой книги — ясно, на уровне современных требований изложить принципы бурения нефтяных скважин. По мнению автора, необходимо начинать с основ, чтобы помочь как студентам, так и инженерам-практикам исчерпывающе понять предмет. Поэтому знакомство со всеми темами не предполагает наличие первоначальных знаний у читателя; в книге представлены все необходимые уравнения и расчеты для проектирования скважины. Для большинства расчетных зависимостей приведен полный их вывод, чтобы предоставить возможность инженеру и исследователю оценить допущения уравнений и провести их дальнейшее совершенствование.

Глядя моих друзей из нефтяной промышленности внесли свой вклад в эту книгу при рецензировании и чтении рукописи. Я особенно признателен д-ру Х. Кэндалу, компания «Острэлиэн Петролеум», Е. Робертсу, компания «Нэшнэл Сэплай», Великобритания, С. Фридерiku, компания «Рид», Хьюстон, США, А. Эйткену, компания «Кристенсен Даймонд Продакте», Великобритания, С. Митчеллу, компания «Доуэл Шлюмберже», Великобритания, Р. Хармону, компания «Имко», Великобритания, М. Бэкону, компания «Интернэшнл Дрилинг Севисис», Шеффилд, Великобритания, П. Даймонду, компания «БП», Великобритания, Д. Смиту, компания «Иетмэн Уипсток» (Северное Море), Великобритания, Н. Томлину, университет г. Ньюкасла-на-Тайне, Великобритания, д-ру Г. Букшу, компания «Шелл», Великобритания, М. Ватсону, компания «Хайдрил», Абердин, Великобритания, проф. Д. Ф. Таниклифу, университет г. Ньюкасла-на-Тайне, Великобритания, д-ру Н. Бруку, университет г. Лидса, Великобритания.

Я благодарен большому числу фирм-производителей оборудования за любезное использование их документации (каждая компания указывается под соответствующей иллюстрацией). Кроме того, большое спасибо Эдне Гани и Берил Лигам за печать рукописи, а также моей супруге за прочтение рукописи. Автор с благодарностью примет любую конструктивную критику или предложения по расширению каких-либо разделов книги.

Хуссейн РАБИА, 1985

Предисловие

Публикация любой новой книги по бурению — важное дополнение к имеющейся литературе по данному предмету. Эта книга содержит изложение основных принципов инженерного искусства бурения скважин. Теория, лежащая в основе работы буровой установки и расчетов различных процессов при строительстве нефтяной скважины, хорошо известна тем, кто непосредственно связан с этой отраслью, но ранее эта теория редко излагалась столь исчерпывающе. В книге представлена основная информация по предмету, которая может помочь при обучении молодых инженеров и в практической работе.

Инженерная практика бурения имеет поистине международный характер. Как показывает недавняя история, это не всегда было так. Дисциплина «Механика и технология бурения» развивалась в течение многих лет на основе отдельных работ, выполненных в американских университетах, крупнейших нефтяных компаниях и некоторых независимых нефтяных фирмах США. Существуют две основные причины постепенного возникновения бурения как инженерной дисциплины в 50—60-х годах. В это время нефть добывали из несложных и наиболее легкодоступных месторождений, что уменьшало необходимость развития более совершенной технологии бурения. Кроме того, стоимость скважины была намного меньше стоимости оборудования для добычи, переработки и перекачки нефти, затраты на которые несли нефтяные компании. Поэтому уделялось мало внимания оптимизации процесса бурения.

Однако в 60-х годах оптимизация процесса бурения нефтяной скважины начала приносить прибыли, особенно в США, где соревнование между многими нефтяными фирмами привело к необходимости бурить с меньшими затратами и быть конкурентоспособными. В 70-е годы, когда поднялись цены на нефть и приступили к разработке основных нефтяных залежей Северного моря, серьезной проблемой для европейских нефтяных фирм стала организация строительства и обеспечение безопасности буровых и добывающих платформ. Способы бурения, проверенные и разработанные за океаном, были использованы как опыт решения многочисленных проблем на месторождениях Среднего Востока и США. Кроме того, положительную роль сыграл опыт буровиков-эмигрантов на первом этапе работ в Северном море. Риск при бурении был сведен к минимуму вследствие недостатка оборудования, которое предотвращает аварийные ситуации. При этом подходе — «безопасность прежде всего» — у ин-

женеров не было стимулов выдвигать новые идеи, которые так быстро изменили технологию и технику бурения в настоящее время.

Такой ситуация оставалась до конца 70-х годов: к Северному морю относились так же, как к другим недоступным за океанским территориям. Однако в последние годы технология бурения получила значительное развитие. Размах и стоимость буровых работ в Европе привели к созданию мощной инфраструктуры, в результате чего компаниям, действующим в Северном море, стали доступны новейшие технологии Великобритании, Европы и США. В то же время внедрение информационных систем позволило инженерам непосредственно получать данные о скважине и буровой установке.

Графики затрат времени, работы по составлению и анализу которых ранее были очень трудоемкими, сейчас можно сопоставлять в виде цветных гистограмм нажатием кнопки. Кроме того, данные о пробуренных скважинах могут быть мгновенно вызваны из памяти ЭВМ и изучены во время подготовки новой программы бурения. Текущие показатели работы буровой отображаются на дисплее в аппарате управления, где специалист компании руководит несколькими операциями. С введением этих разработок возросла ответственность тех, кто связан с бурением. Инженер-буровик, кроме традиционных вопросов планирования работ на скважине, должен разбираться в вычислительной технике, экономике, анализе операций, металлургии, химии и многих других дисциплинах.

Многопрофильный характер бурения как инженерной дисциплины иллюстрируется широким спектром тем, описанных в этой книге. Существует всего несколько книг, охватывающих весь круг тем, совместно называемых инженерной дисциплиной «Бурение». Уже давно необходимо собрать в одной книге различные публикации Американского нефтяного института (АНИ), производителей оборудования и специалистов нефтяных компаний.

Д-р Х. Рабиа в этой книге объяснил многие положения на иллюстрациях и примерах, взятых из практики бурения скважин Северного моря и Среднего Востока. Освещение вопросов с использованием терминологии буровиков-практиков дает хорошее справочное пособие тем, кто непосредственно незнаком с буровыми установками и процессами при бурении скважин.

Для обучающегося инженера-буровика важно понимать материал, изложенный в данной книге, и хорошо знать его. Во многих практических случаях инженер столкнется с проблемами, описанными в этой книге. В большинстве случаев ему не с кем будет посоветоваться. Решения должны быть приняты быстро и эффективно. Инженер в Северном море на отдаленной буровой имеет небольшую помощь от специалистов аппарата

управления, и его способность действовать будет зависеть от знаний, полученных при обучении, и от опыта работы на предыдущей скважине.

Хотя целесообразно обращаться к книге по каждому вопросу, монография такого типа может выполнять три основные функции.

Во-первых, эта книга может обеспечить инженера основными знаниями для углубленного понимания промысловых операций, т. е. инженер может получить максимально возможную пользу от обучения на буровой.

Во-вторых, он может заполнить пробелы, которые неизбежно встречаются даже в лучших практических и теоретических программах обучения, так как разнообразие проблем и ситуаций настолько велико в бурении и мало вероятно, что инженер встретится с каждой из них.

И, в-третьих, в книге собрана вся необходимая информация из различных источников, что позволяет использовать ее в качестве справочника.

В книгу не вошли многие новейшие технологии и поэтому необходимо укреплять знание основ специальности.

Сегодня справедливо заявление Д. Э. Brentли, сделанное в предисловии к его «Справочнику по роторному бурению» (1960 г.): «Можно сказать с уверенностью, что инструменты и оборудование совершенствуются быстрее, чем их осваивает промышленность».

Полностью понимая основы бурения, инженер должен применять как существующие, так и новейшие технологии для получения максимального эффекта. Будущие проблемы заставляют буровую индустрию и ее инженера работать на пределе возможностей. Нефтяные и газовые месторождения можно экономично разрабатывать, если использовать последние достижения технологии. Успешное решение возникающих при этом проблем позволит поддержать стабильность добычи углеводородов в XXI веке.

Я хотел бы поблагодарить автора д-ра Рабиа и тех, кто участвовал в подготовке этой книги, так как они создали образцовый справочник по бурению нефтяных скважин.

*Д. С. С. ЛЕЙЕЛИН,
руководитель отдела бурения и заканчивания
скважин Британского исследовательского
центра, Санбери-на-Темзе.*

ГЛАВА 1

НЕФТЯНАЯ СКВАЖИНА. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ

Ниже кратко описаны состав буровой установки и соответствующее оборудование, а также основные этапы строительства нефтяной скважины. Это описание будет способствовать более детальному рассмотрению вопросов в последующих 12 главах (опытные инженеры могут пропустить эту главу).

СОСТАВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Буровая установка включает следующие элементы (рис. 1.1): основной двигатель (главный привод), буровая вышка, подвышечное основание (фундамент), оборудование для спуско-подъемных операций (СПО), буровые насосы, противовыбросовое оборудование (превенторы).

ОСНОВНОЙ ДВИГАТЕЛЬ ПРИВОДА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

В современных буровых установках в качестве основных энергоприводов используют двигатели внутреннего сгорания. Дизельное топливо — основное и легкодоступное сырье. На некоторых буровых установках применяют двигатели, работающие на природном газе.

Число и габариты главных двигателей зависят от назначения и характеристик буровой установки. В буровых установках для неглубокого бурения (менее 1524 м) используют два двигателя мощностью 373—746 кВт. Для глубокого бурения применяют мощные буровые установки, которые снабжены тремя-четырьмя двигателями, способными развивать мощность 2237 кВт.

Энергия к различным механизмам буровой установки передается механическим или электрическим путем. При механической передаче (см. рис. 1.1) энергия от каждого двигателя передается в общий узел, называемый трансмиссией 14, 18 (рис. 1.2).

Трансмиссия передает энергию лебедке и ротору через втулочно-роликовую цепь и цепные колеса. При механической передаче энергии к буровым насосам применяют большие приводные ремни. При электрической передаче энергии дизельные двигатели устанавливают на некотором расстоянии от буровой установки и используют для приведения в действие мощных энергогенераторов.

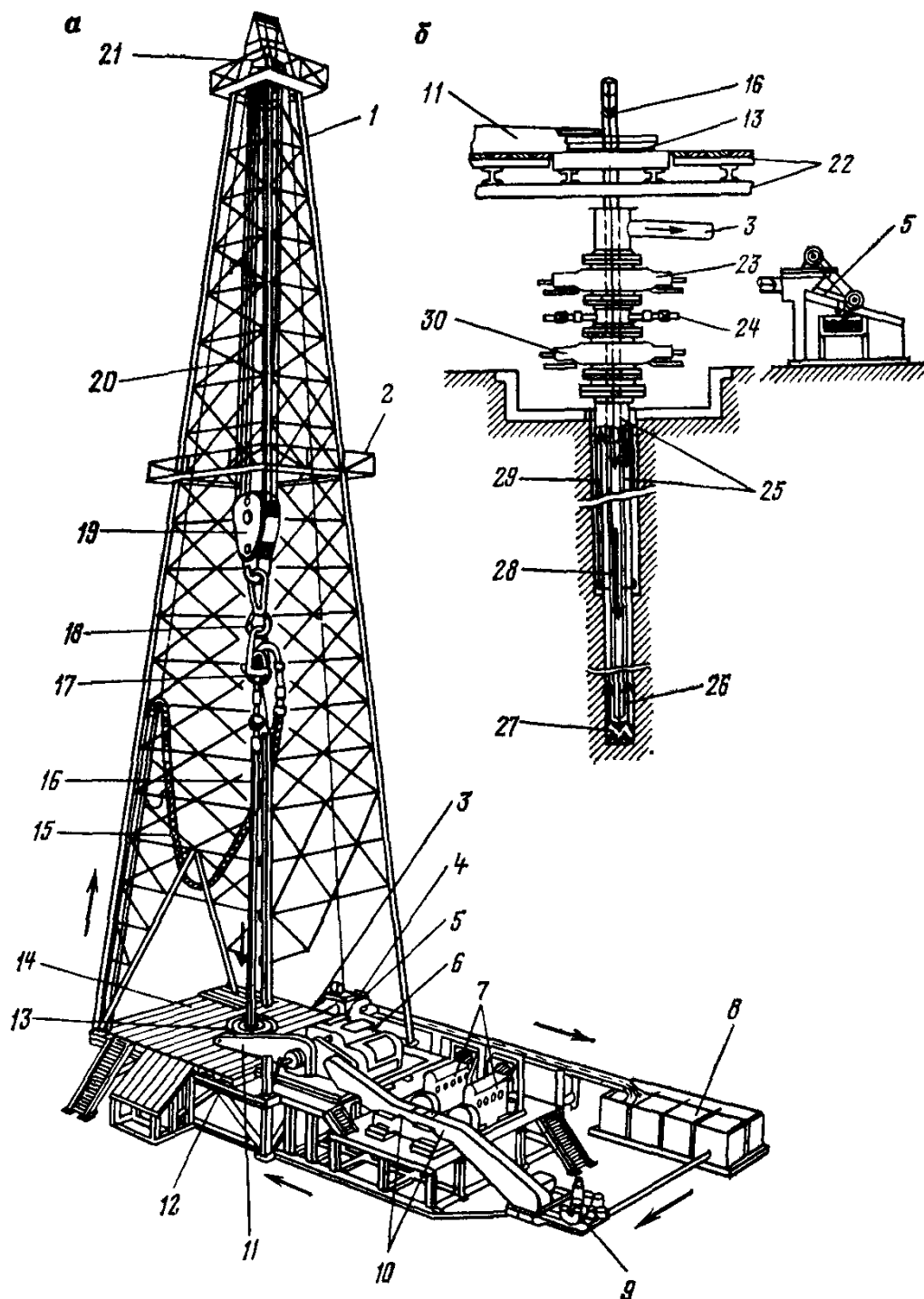


Рис. 1.1. Буровая установка для роторного бурения:

а — наземное оборудование; *б* — устье скважины и оборудование под полом вышки; 1 — буровая вышка; 2 — полати; 3 — линия выхода бурового раствора из скважины; 4 — место бурильщика; 5 — вибрационное сито; 6 — буровая лебедка; 7 — основные двигатели; 8 — приемная смкость бурового насоса; 9 — буровой насос; 10 — главная передача (трансмиссия) от двигателей к лебедке и буровому насосу; 11 — привод к ротору от основного двигателя; 12 — подвышечное основание; 13 — стол ротора; 14 — пол вышки; 15 — стояк и буровой шланг; 16 — ведущая труба; 17 — вертлюг; 18 — крюк; 19 — четырехшкивный талевый блок; 20 — талевый канат; 21 — пятишкивный кронблок; 22 — разрез пола вышки; 23, 30 — верхний и нижний гидравлические превенторы; 24 — выводные отверстия с клапанами и штуцерами для бурового раствора (верхний превентор закрыт); 25 — кондуктор (первая колонна обсадных труб); 26 — утяжеленная бурильная труба (УБТ); 27 — долото; 28 — бурильная труба; 29 — цементное кольцо между обсадными трубами и стенкой скважины. Стрелками показано направление потока бурового раствора

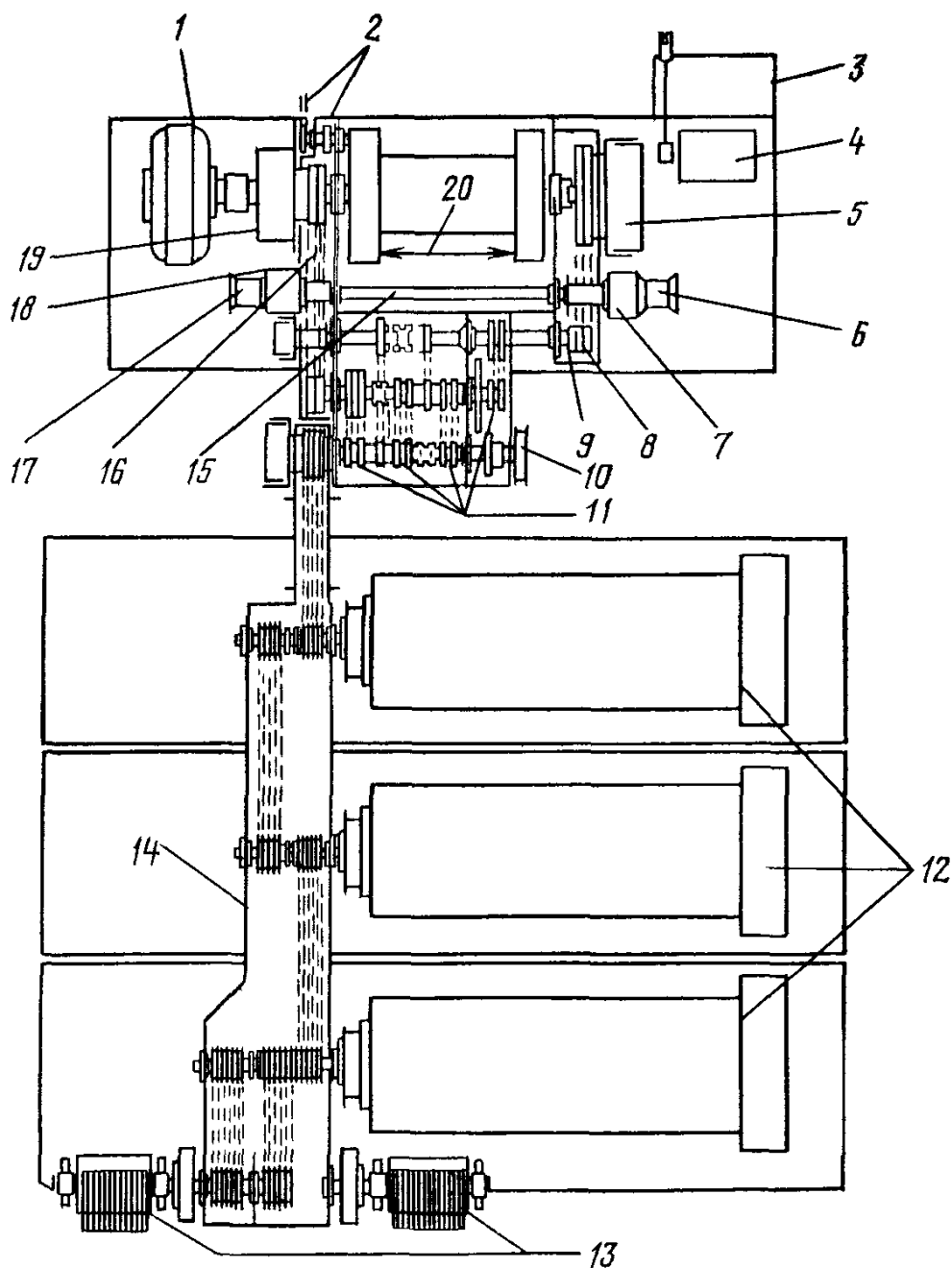


Рис. 1.2. Схема механических и цепных передач буровой установки с несколькими двигателями:

1 — запасной (вспомогательный) тормоз; 2 — привод ротора; 3 — место бурильщика; 4 — пульт управления; 5 — привод барабана малой скорости; 6 — фрикционная катушка; 7, 19 — катушка-раскрепитель соответственно для свинчивания и развинчивания правой резьбы; 8 — нижняя передача; 9 — катушечный вал; 10 — инерционный тормоз; 11 — цепи передач; 12 — двигатели мощностью 520 кВт; 13 — ременная или цепная передача для буровых насосов; 14, 18 — силовая трансмиссия; 15 — катушечный промежуточный вал; 16 — фрикционная катушка; 17 — муфта большой скорости; 20 — тормоза

Генераторы вырабатывают электрический ток, который передается по проводам к электродвигателям, соединенным непосредственно с лебедкой, ротором и буровым насосом.

Основное преимущество дизельно-электрической системы состоит в том, что она исключает силовую трансмиссию. Кроме

того, с применением дизельно-электрической системы шум двигателей удален от места работы буровой бригады.

БУРОВАЯ ВЫШКА И ПОДВЫШЕЧНОЕ ОСНОВАНИЕ

Буровая вышка 1 (см. рис. 1.1, а) — достаточно высокая и прочная конструкция, обеспечивающая спуск и подъем оборудования в скважину. Кроме того, вышка имеет рабочее место — полати 2 (см. рис. 1.1, а) для верхового рабочего во время спуско-подъемных операций.

Подвышечное основание 12 служит опорой для буровой вышки, лебедки и бурильной колонны.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Спуско-подъемное оборудование состоит из лебедки, талевой системы и талевого каната (см. гл. 2 и 3).

Лебедка — основной механизм буровой установки, позволяющий поднимать тяжелые грузы и опускать их с помощью проволочного каната, намотанного на барабан. Кроме того, с ее помощью бурильщик, используя катушки, свинчивает или развинчивает бурильные трубы и другие соединения.

Талевая система включает два блока: кронблок 21 и талевый блок 19 (см. рис. 1.1, а). Кронблок — это неподвижный блок, находящийся в верхней части вышки. Талевый блок перемещается вверх и вниз по вышке во время свинчивания-развинчивания труб. Каждый блок имеет ряд шкивов, через которые проходит талевый канат. Один конец талевого каната, выходящий из кронблока, прикреплен под подвышечным основанием к специальному механизму крепления (мертвый конец), другой — намотан на барабан лебедки.

Использование каната длиной в несколько раз больше, чем одна струна, дает выигрыш в грузоподъемности.

После нескольких спуско-подъемных операций талевый канат перетягивают, т. е. его снимают, отсекают около 9 м и подают в работу новую часть. Таким образом, одна и та же часть каната не остается в интервалах высоких напряжений (см. операции по смене каната в гл. 3).

Талевый канат представляет собой мощный проволочный трос, используемый при бурении и заканчивании скважины для подъема или спуска бурового оборудования массой несколько десятков тонн.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ

Оборудование для роторного бурения включает ротор и роторные вкладыши ротора, ведущую трубу и вкладыш (зажим) под трубу (рис. 1.3), вертлюг и бурильную колонну.

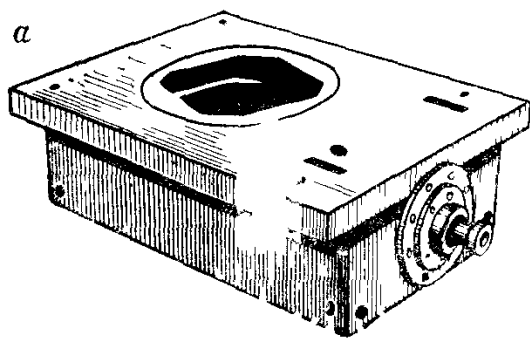


Рис 13 Ротор (а), роторные вкладыши (б), вкладыши для ведущей трубы (в)

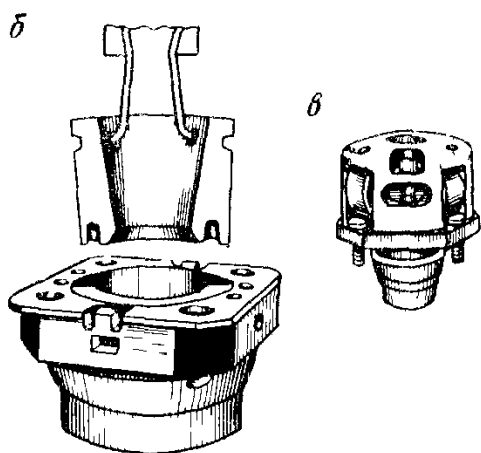
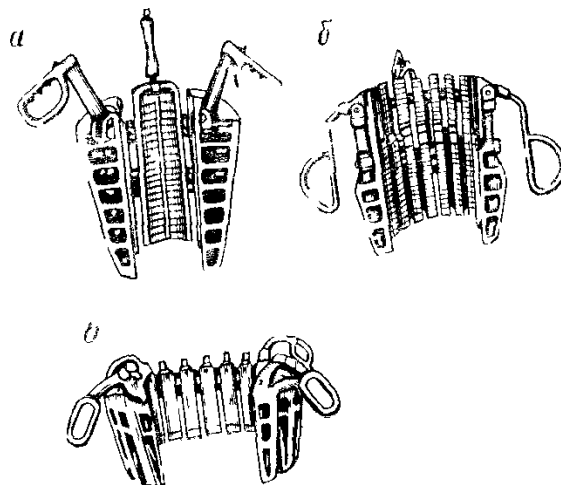


Рис 14 Клинья для бурильных (а), обсадных (в) труб и УБТ (б)



Основная функция ротора состоит в передаче вращательного движения через подшипники ведущей и бурильным трубам, а также долоту. Вращение долота необходимо для разрушения породы и бурения скважины. Вкладыши, кроме передачи вращения ведущей трубе, служат посадочным гнездом для клиньев.

Роторные клинья (рис. 1.4) — это специальные устройства, с закрепленными на внутренней поверхности зубчатыми элементами. Они необходимы для захвата бурильной колонны, подвешенной в скважине во время свинчивания или развинчивания замков бурильных труб или УБТ.

Мощность, требуемая для вращения ротора, передается от основных приводных двигателей через цепную передачу трансмиссии (см. рис. 1.1). Мощность может быть также передана непосредственно через вал, соединенный с двигателем — приводом ротора.

Ведущая труба имеет шестиугольную или квадратную форму. Ее основная функция заключается в передаче движения бурильной колонне, когда вкладыши ведущей трубы соединены с вкладышами ротора. Ведущая труба служит также каналом для подачи бурового раствора по бурильным трубам к долоту. Во время спуско-подъемных операций ведущая труба находится в боковом отверстии меньшего диаметра (шурфе), пробуренном специально для этой цели

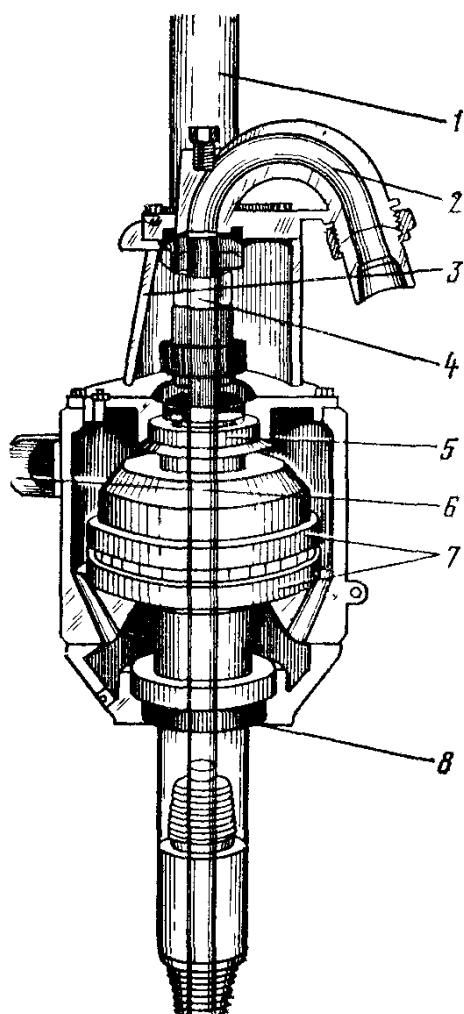


Рис. 1.5. Вертлюг

Вертлюг (рис. 1.5) устанавливают над ведущей трубой. Его основная функция — исключить передачу вращательного движения от ведущей трубы или бурильной колонны к талевому канату. Это осуществляется вращением нижней части вертлюга на мощных роликовых подшипниках. Поскольку вертлюг должен выдержать вес всей бурильной колонны, он должен быть очень прочным и иметь те же номинальные характеристики, что и талевый блок.

Вертлюг снабжен штропом, который устанавливают на крюке на нижнем конце талевого блока.

Штруп 1 изготовлен из термообработанной стали повышенной износостойкости. Отвод штропа 2 изготовлен из термообработанного стального сплава повышенной износостойкости и прочности (от действия высокого давления раствора). Крышка 3 служит опорой отвода. Основным элементом вертлюга — плавающая сменная самоустанавливающаяся труба 4, которая соединяется со стволом вертлюга, имеет

внизу уплотнительные кольца и изготовлена из цементируемой стали.

Верхний ряд конических роликов 5 (подшипник) воспринимает действие осевых нагрузок (направленных вверх) и исключает радиальные колебания. Кронштейны с амортизаторами 6 увеличивают рабочее пространство в буровой вышке. Основными нижний 7 и верхний 5 подшипники обеспечивают соосность вращающихся и неподвижных деталей вертлюга. Все вращающиеся детали вертлюга находятся в масле, утечку которого предупреждает удлиненное внутреннее кольцо 8 нижнего радиального подшипника.

Кроме того, можно подавать буровой раствор в ведущую трубу через боковое соединение — отвод, с помощью которого гибкий буровой шланг 15 соединяется с вертлюгом (см. рис. 1.1). Буровой шланг присоединяется через стояк и поверхностную обвязку к буровым насосам.

Бурильная колонна состоит из бурильных труб, УБТ, элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и долота.

Бурильная колонна служит средством передачи вращательного движения долоту, а также каналом для подачи бурового раствора.

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) с большим наружным диаметром применяют в основном для обеспечения нагрузки на долото во время бурения. Опыт показал, что на долото должно быть приложено максимум 85 % общего веса УБТ. Остальной вес используется для растяжения бурильной колонны во избежание ее продольного изгиба.

Элементы КНБК обычно включают УБТ, стабилизаторы и амортизаторы. Утяжеленные бурильные трубы применяют для создания постоянного напряжения растяжения в бурильной колонне (см. гл. 2). Стабилизатор — специальное устройство с наружным диаметром, близким диаметру скважины. Основная функция стабилизатора заключается в предотвращении скручивания и изгиба УБТ и в управлении направлением бурильной колонны. Стабилизаторы устанавливают между УБТ вблизи долота. Амортизатор входит в состав КНБК для исключения ударов при вертикальном колебании долота в процессе бурения твердых пород. Тем самым бурильная колонна и устьевое оборудование защищаются от действия вибраций долота.

Долото — основной элемент бурильной колонны, который используют для разрушения породы с целью бурения скважины. У долота может быть одна (например, у алмазного или поликристаллического штыревого долота), две или три режущие головки, называемые шарошками (двух- или трехшарошечное долото). Последнее наиболее широко применяется в нефтяной промышленности (см. гл. 4).

БУРОВЫЕ НАСОСЫ

Основной элемент бурового насоса представляет собой поршень, совершающий возвратно-поступательные перемещения в цилиндре и создающий давление для движения объема жидкости. Буровые насосы обычно используют для обеспечения циркуляции большого количества бурового раствора (19—44 л/с) по бурильным трубам через насадки на долоте и обратно на поверхность. Следовательно, насос должен создавать давление, достаточное для преодоления значительных сил сопротивления, и перемещать буровой раствор.

Применяют насосы двух типов:

двухцилиндровые насосы (дуплекс-насосы), включающие в себя два поршня двойного действия (в этом типе насоса поршень создает давление одновременно при поступательном и обратном ходе);

трехцилиндровые насосы, в состав которых входят поршни одинарного действия (в этом типе насоса поршень создает давление только при поступательном ходе).

Регулировать объем и давление можно, изменяя внутренний диаметр цилиндра (путем использования цилиндрических втулок разных диаметров) или размеры поршня.

ПРЕВЕНТОРЫ (ПРОТИВОВЫБРОСОВЫЕ УСТРОЙСТВА)

Газоводонефтепроявления — это нежелательное поступление потока пластовой жидкости в скважину, которое может (если им не управлять) перейти в фонтанирование скважины.

Обычно превенторы (см. рис. 1.1, б) — это клапаны, которые можно закрыть в любой момент при обнаружении газоводонефтепроявлений.

Превенторы бывают трех видов:

универсальные превенторы, которые изготовлены так, чтобы закрыться на трубе любого размера и формы, спущенной в скважину. Они обычно закрываются, когда скважине угрожает выброс;

трубные плашки двух видов: с постоянным и переменным диаметрами. Плашки с постоянным диаметром предназначены для бурильных труб одного типоразмера и могут использоваться во время бурения. Плашки переменного диаметра предназначены для уплотнения различных типоразмеров труб;

глухие и срезающие плашки. Глухие плашки применяют для закрытия скважины, в которой нет бурильной колонны или обсадных труб. Срезающая плашка — разновидность глухой плашки, которая может срезать трубу и перекрыть открытую скважину.

БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ

После того как установлено, что существует потенциальная нефтеносная структура, единственный способ подтверждения наличия нефти — бурение скважины. Практически вероятность обнаружения нефти в неразведанных районах составляет 1:9.

В районах, где много растительности и неустойчивая почва, направление (диаметром 762—1067 мм) вдавливаются агрегатом для забивания свай на глубину около 30 м. Это необходимо для защиты поверхностных пластов от размыва буровым раствором, что в результате приводит к аварии на буровой. Нефтяная скважина обычно начинается с бурения ствола диаметром 393,7—914,4 мм и глубиной 60—100 м.

КНБК, требуемая для бурения скважины большого диаметра на незначительную глубину, обычно состоит из УБТ и одного стабилизатора. Для более глубоких скважин требуется более жесткая КНБК с тремя стабилизаторами для бурения вертикального ствола или для поддержания существующего наклона скважины. Типичная КНБК состоит из долота, наддолот-

ТАБЛИЦА 1.1

ТИПИЧНЫЕ СОЧЕТАНИЯ ДИАМЕТРОВ СКВАЖИНЫ И ОБСАДНЫХ ТРУБ

Диаметр, мм		Колонна
скважины	обсадных труб	
914,4	762	Направление I
609,6	473,1	Направление II
660,4	508	Кондуктор Промежуточная Эксплуатационная или эксплуатацион- ный хвостовик
444,5	339,7	
311,2	244,5	
215,4	114,3	
215,4	127	

ного стабилизатора, двух УБТ, стабилизатора, двух и трех УБТ, стабилизатора, УБТ, толстостенных бурильных труб и бурильной колонны до устья скважины.

Первая колонна обсадных труб (с наружным диаметром 339,7—361,99 мм) называется кондуктором и спускается, чтобы обеспечить канал для бурового раствора и предотвратить размыв верхних пластов.

После того как кондуктор зацементирован, на другой КНБК через кондуктор спускают долото меньшего размера и бурят новый ствол до требуемой глубины. Глубина зависит от геологических условий и пластовых давлений (см. гл. 9, 10 и 12). Затем спускают и цементируют следующую колонну обсадных труб. Процесс бурения скважины и спуска обсадных труб продолжается до тех пор, пока не будет достигнута глубина залегания нефти или газа.

Последняя колонна называется эксплуатационной (см. гл. 10).

Типичные размеры скважины и обсадных труб для района эксплуатации (т. е. где обнаружена нефть по результатам разведочного бурения) приводятся в табл. 1.1.

Необходимо отметить, что используются и другие сочетания размеров скважины и обсадных труб, кроме приведенных в табл. 1.1.

Приведенные сочетания преобладают на Ближнем Востоке, в Северном море и Брунее. Подробное описание КНБК приводится в гл. 8.

СБОРКА КНБК И БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Перед бурением скважины КНБК собирают на полу вышки. Вначале на долото навинчивают наддолотный переводник, затем соединяют УБТ и стабилизаторы. После этого КНБК спу-

скают в скважину и подвешивают в роторе на последнем замке (на муфте). Бурильные трубы укладывают на мостках, прилегающих к буровой.

Для подъема каждой бурильной трубы используют малый подъемный кран, установленный на буровой.

Каждую трубу размещают сначала в шурфе для двухтрубки перед спуском ее в скважину.

Ведущую трубу и ее направляющие вкладыши помещают в шурф, пробуренный рядом с шурфом для двухтрубки. В подвыщечном основании для них выполнены отверстия. Оба шурфа обсаживают трубами. Ведущую трубу и ее направляющие вкладыши поднимают из своего шурфа и соединяют с бурильной трубой в шурфе для двухтрубки. Всю компоновку затем поднимают и подают к ротору для соединения с КНБК.

Бурильные трубы соединяют с верхней частью УБТ с помощью пневматического бурового ключа (рис. 1.6) и специального машинного ключа с сухарями (рис. 1.7). Пневматический ключ используют для первичного свинчивания, а машинный ключ — для окончательного крепления. После этого бурильную колонну спускают в скважину и включают ротор для передачи вращения бурильной колонне. Ведущую трубу медленно опускают до тех пор, пока долото не достигнет забоя. На поверхности это заметно по уменьшению веса бурильной колонны (или, так называемая, осевая нагрузка на долото). Нагрузку определяют по индикатору веса на пульте управления бурильщика, соединенному гидравлическим шлангом с датчиком натяжения, который, в свою очередь, соединен с креплением неподвижного конца талевого каната (см. гл. 3).

Бурильщик регулирует нагрузку на долото в соответствии с требованиями программы бурения, подготавливаемой технологическим отделом. Каждый тип породы требует различных сочетаний нагрузки на долото и частоты вращения для достижения максимальной проходки (см. гл. 4). Таким образом, скважину бурят при переменной осевой нагрузке на долото, вращении и промывке.

Большинство ведущих труб имеет длину 12 м, что позволяет пробурить скважину на глубину 12 м, когда верхняя часть ведущей трубы достигает ротора.

Затем скважину бурят при добавлении дополнительных труб в состав бурильной колонны (наращивание). Обычно сначала наращивают по одной трубе путем поднятия всей ведущей трубы над ротором. После этого под верхней муфтой бурильной трубы устанавливают клинья для удерживания ее в роторе. Затем ведущую трубу отсоединяют и подают к шурфу для двухтрубки, в котором ее устанавливают в муфту заранее доставленной в шурф бурильной трубы. Пневматическим ключом, расположенным на дневной поверхности, сначала свинчивают

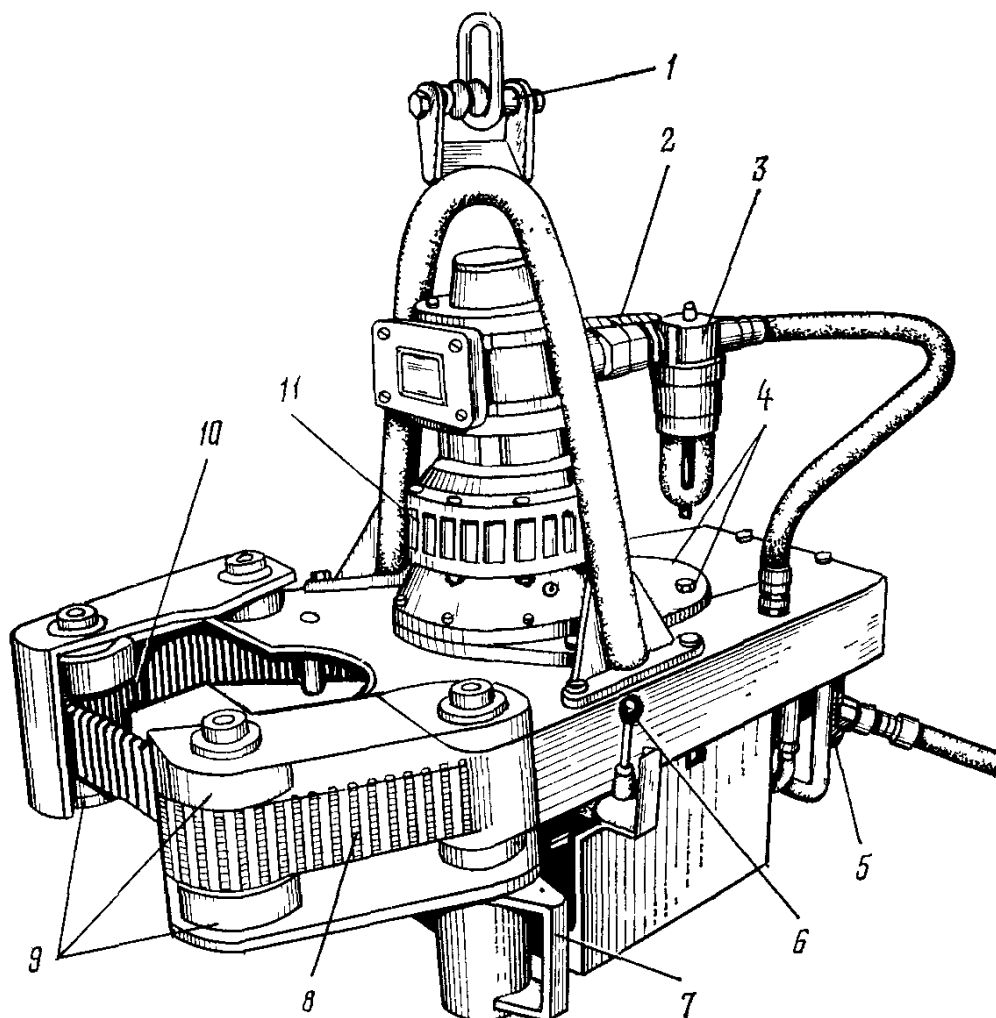


Рис. 1.6. Пневматический буровой ключ:

1 — цепь зубчатого типа; 2 — приводные ролики (подвергнуты цементации); 3 — звездочка цепи; 4 — встроенный (интегральный) пневмодвигатель с цикломатической передачей; 5 — винт для уравнивания, 6 — быстроръемное соединение для изменения направления вращения; 7 — лубрикатор; 8 — монтажная пластина с четырьмя крепежными болтами для регулировки под различные размеры буровых труб, 9, 10 — дроссельный и кулачковый клапаны, 11 — поворотная ручка

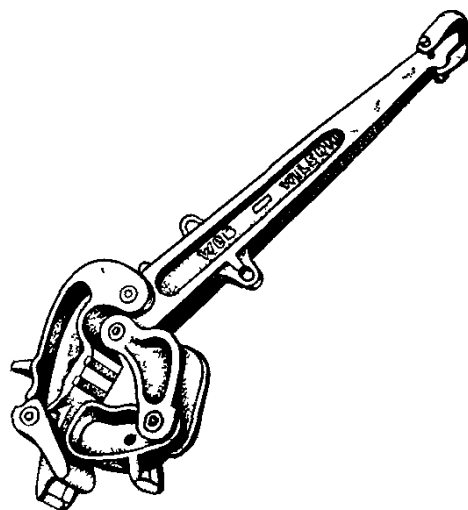


Рис. 1.7 Машинный ключ

трубы, а машинный ключ используют для окончательного докрепления.

Затем ведущую трубу поднимают (с помощью лебедки) и соединяют с буровой трубой, которая удерживается в роторе. Нарощенную буровую колонну спускают в скважину и

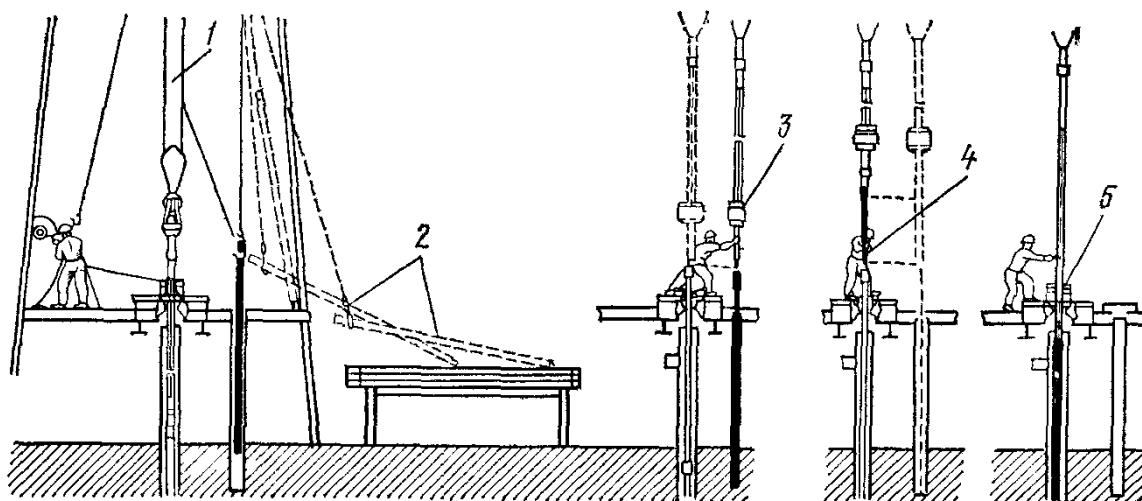


Рис 18. Схема наращивания бурильного инструмента [2]:

1 — спуск бурильной трубы в шурф для двухтрубки; 2 — подъем соединения с мостков (стеллажа) для труб; 3 — свинчивание вертлюга и ведущей трубы с бурильной трубой, 4 — посадка в муфту бурильной трубы; 5 — наращенная бурильная колонна готова к бурению

начинается снова процесс бурения. На рис. 1.8 представлена схема процесса наращивания.

Процесс наращивания бурильного инструмента повторяется до тех пор, пока не износится долото или не будет достигнута проектная глубина скважины. После этого всю бурильную колонну извлекают из скважины.

СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Спуско-подъемные операции включают процесс спуска бурильной колонны в скважину и подъема ее из скважины. Бурильную колонну из скважины часто поднимают для замены долота или перед спуском обсадной колонны после достижения необходимой глубины. Спуск всей бурильной колонны осуществляют после замены долота или при расширении ствола и промывке ее буровым раствором.

На рис. 1.9 представлена схема последовательности операций при подъеме инструмента из скважины. Процесс начинается с поднятия рабочей трубы над ротором, установки клиньев и отвинчивания ведущей трубы и вертлюга с верхнего соединения бурильной колонны и их установки в шурф под ведущую трубу.

Бурильные трубы с помощью элеватора и лебедки поднимают над полом вышки. Элеваторы для подъема бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб (НКТ) представлены на рис. 1.10, а, б, в соответственно. Элеватор представляет собой устройство типа хомута, которое защелкивается на трубе, что позволяет поднимать бурильную колонну из скважины.

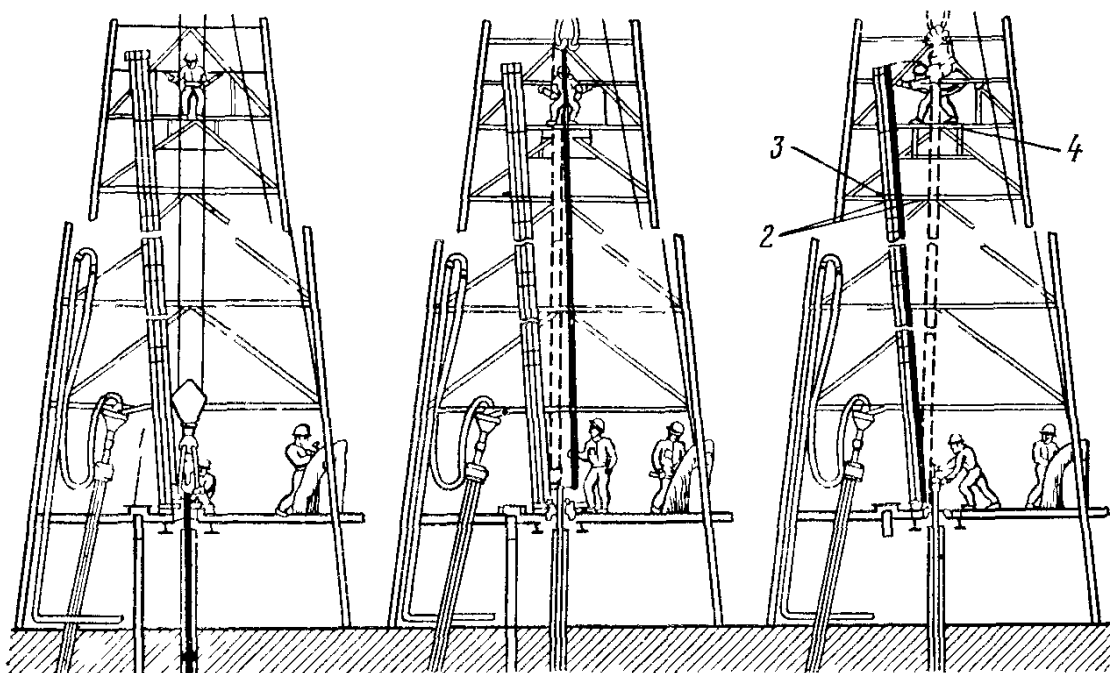


Рис 1.9. Схема последовательности подъемных операций [2]:

1 — шурф под двухтрубку; 2 — палец; 3 — стальная балка; 4 — полаты для верхового рабочего

Бурильную колонну обычно извлекают комплектом из трех труб (свеча бурильных труб). Свечу бурильных труб (длиной около 28 м) поднимают над ротором и раскрепляют в замке машинными ключами и пневмораскрепителем или с помощью обратного вращения ротора. Верхнюю часть свечи принимает верховой рабочий, располагающийся на полатах, где он освобождает свечу из элеватора. Затем верхнюю часть свечи направляют за специально предназначенный для этого палец, установленный на раме для свечей (подсвечнике). До этого рабочий, работающий у ротора, подает конец свечи к подсвечнику (площадке на полу вышки), который расположен под полатами верхового рабочего. Свободные элеваторы затем опускают и закрепляют на оставшейся бурильной колонне, клинья

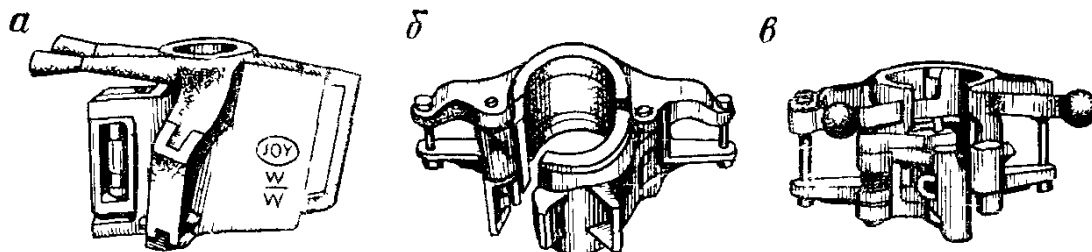


Рис. 1.10 Элеваторы для труб

для захвата убирают из ротора и следующую свечу бурильных труб извлекают из скважины.

Этот процесс продолжается до тех пор, пока вся бурильная колонна не будет поднята из скважины и установлена в буровой вышке.

При спуске последовательность та же, что и при подъеме, но в обратном порядке, т. е. трубу поднимают с подсвечника с помощью элеватора. КНБК, включающую долото и УБТ, спускают в скважину в первую очередь.

Когда скважина пробурена, опробована и закончена, свечи бурильных труб разбирают на отдельные трубы для передвижения на новую буровую.

КРЕПЛЕНИЕ ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Обсадные трубы спускают и цементируют после бурения каждого последующего интервала скважины.

Направление спускают и цементируют до устья (см. табл. 1.1). Обычно здесь не устанавливают устьевое оборудование (например, превенторов).

Выкидную линию насосов соединяют непосредственно с этой колонной (исключение составляют работы по добыче нефти на шельфе или на площади, где встречается неглубоко залегающий газ).

Бурение ствола под направление II (диаметром 333,7 мм) проводится через направление I. После бурения соответствующего интервала спускают и цементируют направление II (диаметром 339,7 мм). Направление II устанавливают так, чтобы верхняя обсадная труба находилась на уровне пола шахты.

Обсадную колонну диаметром 339,7 мм оборудуют противовыбросовыми превенторами, которые необходимы для обеспечения безопасного бурения следующего интервала, а также колонной головкой.

Цементирование обсадной колонны диаметром 339,7 мм облегчается использованием установочного (допускного) патрубков, к которому подсоединяют цементировочное оборудование.

Затем допускной патрубок убирают и к верхнему соединению обсадной колонны крепят колонную головку. В некоторых случаях установочный патрубок нельзя использовать вследствие трудностей размещения, и цементировочное оборудование подсоединяют непосредственно к обсадной колонне. В таком случае последнюю трубу обсадной колонны отрезают, это место готовят для сварки, а корпус колонной головки приваривают к обсадной колонне.

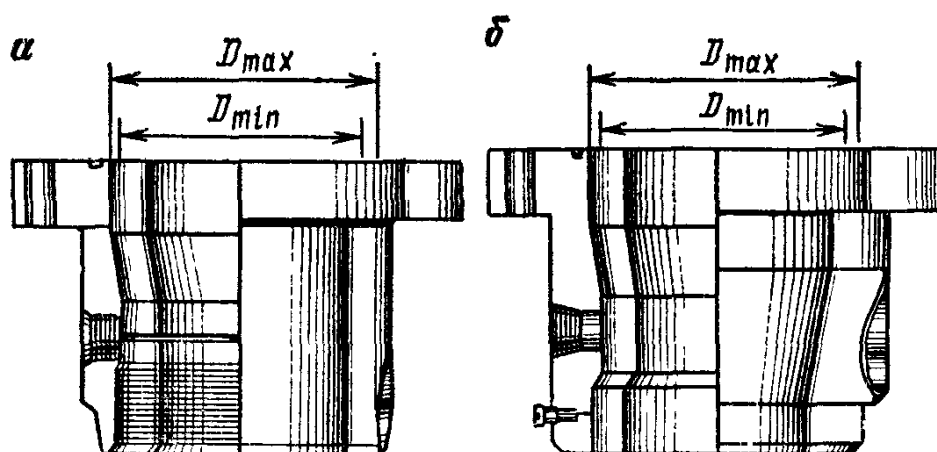


Рис. 1.11. Колонная головка:

а — с муфтовой резьбой для соединения с обсадной колонной; *б* — клинового типа, привариваемая к обсадной трубе; $D_{\max}$, $D_{\min}$ — максимальный и минимальный диаметры на участке расточки

На рис. 1.11 приведен корпус колонной головки винтового и клинового сварного типов. Превентор можно соединять с верхней частью корпуса колонной головки для обеспечения безопасного бурения расположенного ниже интервала ствола скважины. Корпус колонной головки используют также для подвешивания следующей колонны обсадных труб.

Устьевое оборудование после цементирования показано на рис. 1.12.

Промежуточную колонну обсадных труб (с наружным диаметром 244,5 мм) цементируют так же, как и кондуктор.

Промежуточную колонну обсадных труб спускают путем подвешивания ее внутри корпуса колонной головки с помощью специального подвесного устройства (рис. 1.13). Подвесное устройство с помощью зажимных плашек удерживает обсадную колонну. Плашки снабжены зубцами с внешней стороны для зацепления с корпусом колонной головки.

Затем промежуточную колонну обрезают, обрабатывают и подсоединяют другую катушку к колонной головке. Промежуточная катушка выполняет следующие функции:

а) уплотняет верх промежуточной колонны и таким образом ограничивает давление флюида в скважине давлением внутри обсадной колонны;

б) служит опорой комплекса превенторов, требуемых для безопасного бурения следующей секции скважины;

в) используется как подвеска для следующей колонны обсадных труб.

На колонной головке и промежуточной катушке выполнены потайные выточки для подвесного устройства обсадной колонны.

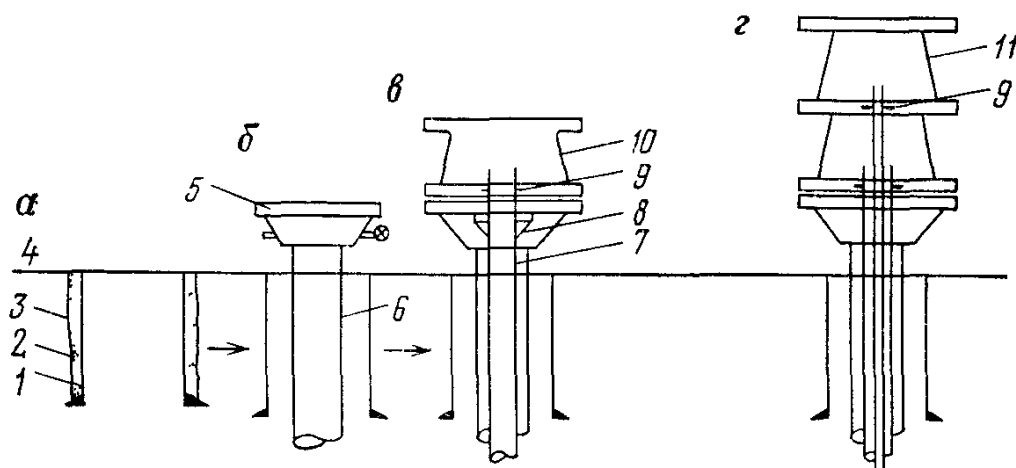


Рис. 1.12. Устьевое оборудование после цементирования

а — направление; *б* — кондуктор, *в*, *г* — промежуточная и эксплуатационная колонны соответственно; 1 — обсадные трубы, 2 — скважина; 3 — цементный камень, 4 — устье скважины; 5 — колонная головка; 6 — кондуктор; 7 — промежуточная колонна обсадных труб; 8 — подвесное устройство для обсадных труб; 9 — уплотнение (изоляция); 10, 11 — катушки соответственно промежуточной обсадной колонны и головки НКТ

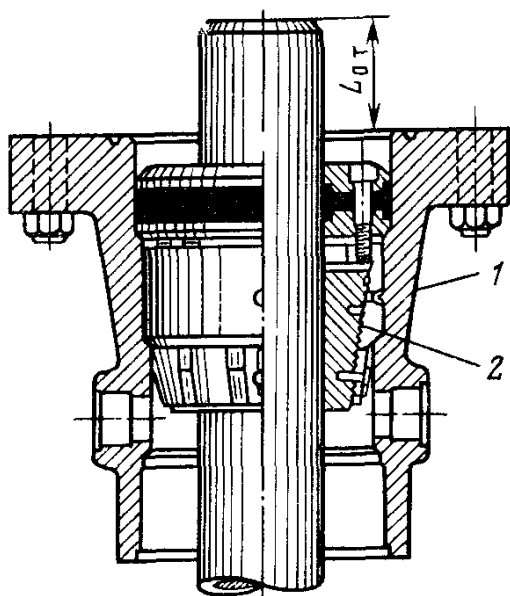


Рис. 1.13 Подвесное устройство для колонны обсадных труб в рабочем положении

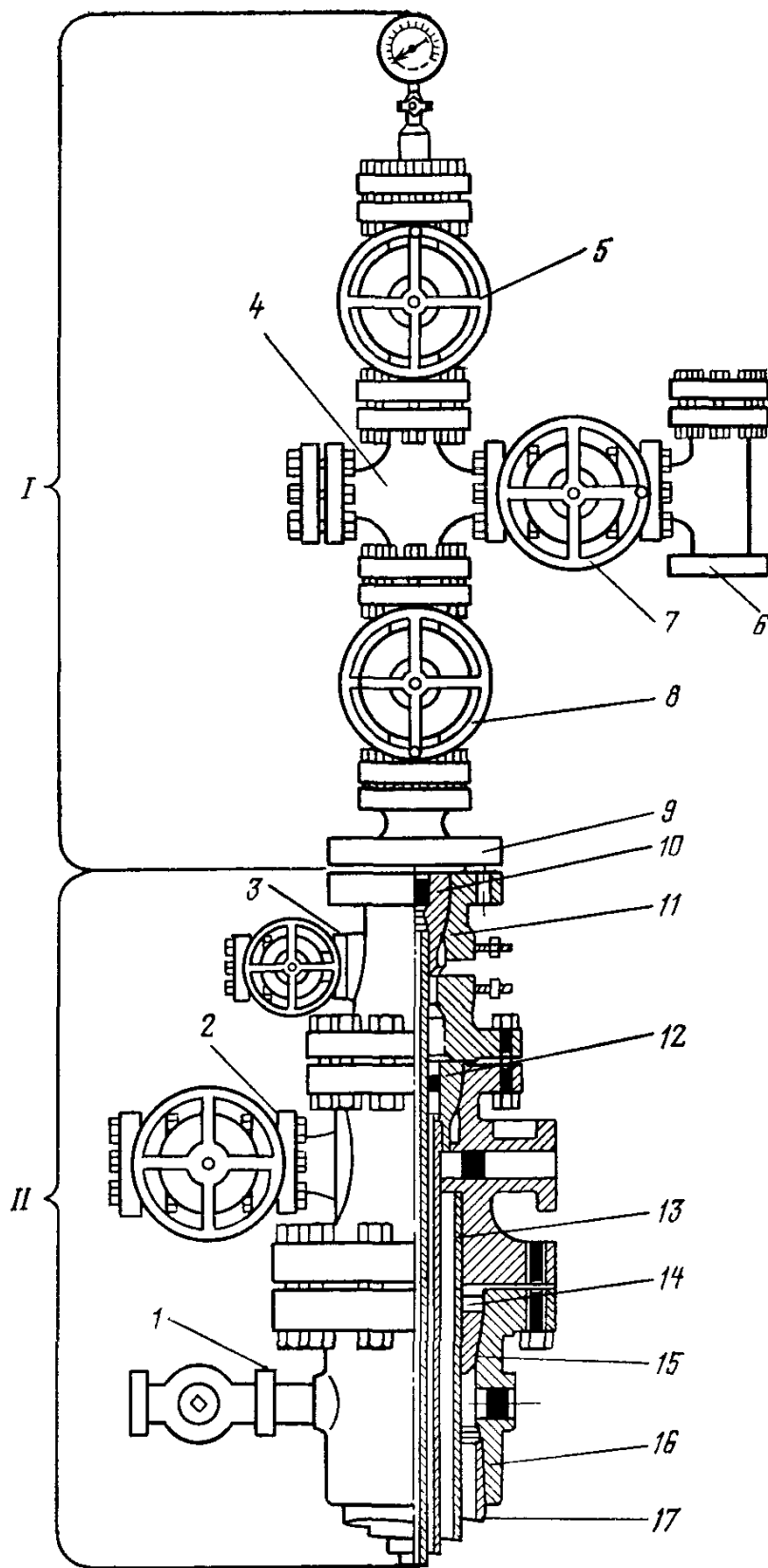
1 — колонная головка, 2 — подвесное устройство для обсадных труб; $L_{от}$ — длина обрезанных обсадных труб

Последний интервал скважины бурят, как правило, через промежуточную колонну, а эксплуатационную спускают и цементируют, как и предыдущие. Эксплуатационную колонну подвешивают внутри промежуточной катушки подвесного устройства. Эксплуатационную колонну с наружным диаметром 88,9; 127 или 177,8 мм обрезают и обрабатывают таким же способом, а затем навинчивают последнюю катушку, называемую катушкой головки НКТ.

Эта катушка обеспечивает уплотнение верхней части эксплуатационной колонны и включает посадочное седло для подвесного устройства НКТ, которое удерживает эксплуатационную колонну. Нефть и газ обычно поступают через насосно-компрессорные трубы, а не через обсадные, которые укрепляют специальным эксплуатационным пакером, устанавливаемым непосредственно над продуктивной зоной (зонами). Схематический разрез устья скважины с фонтанной арматурой показан на рис. 1.14.

Рис. 1.14. Основные компоненты высоконапорного устьевоего оборудования:

I — колонная головка; *II* — фонтанная арматура (елка); *1, 2, 3* — задвижки соответственно с резьбой, фланцевая и выпускная на шпильках; *4* — тройник; *5* — задвижка; *6* — штуцер, *7* — задвижка выкидной линии; *8* — фонтанная задвижка, *9* — переводник головки НКТ; *10, 12, 15* — подвесное устройство соответственно для НКТ, крюкового типа и для обсадных труб клинового типа; *11* — головка НКТ; *13* — промежуточная колонна обсадных труб, выступающая или обрезанная заподлицо, *14* — изолирующее устройство, *16* — колонная головка обсадных труб; *17* — обсадные трубы



КАРОТАЖ, ОБОРУДОВАНИЕ И ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

После бурения скважины до проектной глубины обычно проводят скважинные исследования (каротаж), как в открытом, так и в обсаженном стволе с помощью специальной аппаратуры, спускаемой на кабеле.

Основные цели исследования скважины в необсаженном стволе — определение пористости, водонасыщенности и границ продуктивной зоны или зон. Эти параметры необходимы для установления количества извлекаемой нефти и времени эксплуатации пласта. Скважинные исследования подробно изложены в работе [3].

В большинстве разведочных и эксплуатационных скважин проводят текущие исследования и определяют пластовое давление, тип и качество углеводородов. Эксплуатационные исследования проводят для определения показателя продуктивности нефтяной или газовой скважины. Опробование испытателем пласта, спущенным на колонне бурильных труб, проводят с целью контроля скважинных эксплуатационных характеристик, для определения видов флюида и некоторых пластовых параметров.

Заканчивание нефтяной скважины включает установку эксплуатационного пакера, спуск колонны НКТ и перфорацию

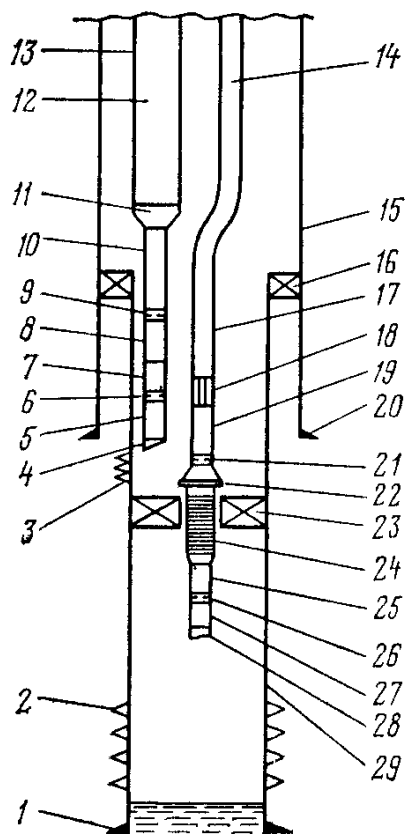


Рис. 1.15. Схема оборудования для эксплуатации скважины двумя колоннами НКТ:

1 — башмак обсадной колонны диаметром 177,8 мм; 2, 3 — интервалы перфорации для длинной и короткой колонн НКТ; 4, 28 — направляющий безмуфтовый башмак диаметром 60,3 мм с резьбой типа CS для спуска приборов на кабеле; 5 — короткий безмуфтовый переходник с резьбой типа CS; 6 — ниппельный переходник диаметром 60,3 мм типа XN фирмы «Отис» (имеет суженное проходное отверстие); 7 — перфорированная труба-фильтр диаметром 60,3 мм; 8 — труба НКТ диаметром 50,8 мм; 9, 21 — ниппельный переходник диаметром 60,3 мм типа X фирмы «Отис»; 10, 17 — НКТ диаметром 60,3 мм; 11 — переходник НКТ 60,3×73 мм; 12 — НКТ диаметром 73 мм; 13 — короткая колонна НКТ 60,3×73 мм; 14 — длинная колонна НКТ диаметром 73 мм; 15 — обсадная колонна диаметром 219 мм; 16 — подвеска потайной обсадной колонны диаметром 177,8 мм; 18 — устройство типа SSD фирмы «Отис» со скользящей боковой дверцей; 19 — секция защитных труб диаметром 60,3 мм; 20 — башмак обсадной колонны диаметром 219 мм; 22 — локатор (посадочный переходник) типа G-22 фирмы «Бэйкер»; 23 — пакер типа F-1 фирмы «Бэйкер»; 24 — уплотнительное устройство; 25 — безмуфтовые перфорированные трубы диаметром 60,3 мм с резьбой; 26 — ниппельный переходник диаметром 60,3 мм типа XN; 27 — короткий переходник диаметром 60,3 мм; 29 — потайная колонна диаметром 177,8 мм

продуктивной зоны (зон). Эксплуатационный пакер устанавливают непосредственно над продуктивной зоной, в результате чего затрубное пространство изолируется от пластового давления, а также ограничивается поступление жидкости в НКТ. НКТ навинчивают на подвесное устройство в колонной головке (рис. 1.15) и устанавливают в катушку колонной головки.

В районах с несколькими нефтяными пластами в одной и той же скважине нельзя допускать двойную эксплуатацию, когда две колонны НКТ спускают в разные продуктивные зоны. Таким образом, необходимо два пакера для изоляции продуктивных зон от затрубного пространства.

К верхнему фланцу катушки головки НКТ присоединяют фонтанную арматуру (елку).

Фонтанная арматура — это стальное устройство с полым каналом внутри, соединенное с верхней частью НКТ. Она имеет ряд клапанов для управления потоком углеводородов, поступающих из скважины.

Список литературы

1. *National Supply Company*.— Manufacturing Catalogue, 1981.
2. *Baker R. A.* Primer of Oilwell Drilling.— Petroleum Extension Services, University of Texas at Austin, 1979.
3. *Schlumberger*. Log Interpretation. Volume 1: Principles. Schlumberger Publications, 1972.
4. *Shyder R., Suman G.* Handbook of High Pressure Well Completion.— World Oil, 1979.

ГЛАВА 2 РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Основные элементы бурильной колонны — ведущая труба, бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы (УБТ) и их замковые соединения. В состав бурильной колонны входят также ясы (ударные механизмы), стабилизаторы, расширители, амортизаторы, переводники и долото.

В этой главе рассматриваются первые четыре компонента.

ВЕДУЩАЯ ТРУБА

Ведущая труба используется для передачи вращения и нагрузки на долото через бурильные трубы и УБТ (рис. 2.1). Нагрузка на долото и его частота вращения — основные параметры, определяющие разрушение пород при углублении скважины. Ведущая труба испытывает действие растягивающей силы от полного веса бурильной колонны и поэтому является наиболее нагруженным элементом. Ведущие трубы изготовляют из заготовок с кованой направляющей частью или из полностью механически обработанных.

Ведущие трубы изготовляют из высокопрочных хромомолибденовых сталей и термически обрабатывают одним из двух способов:

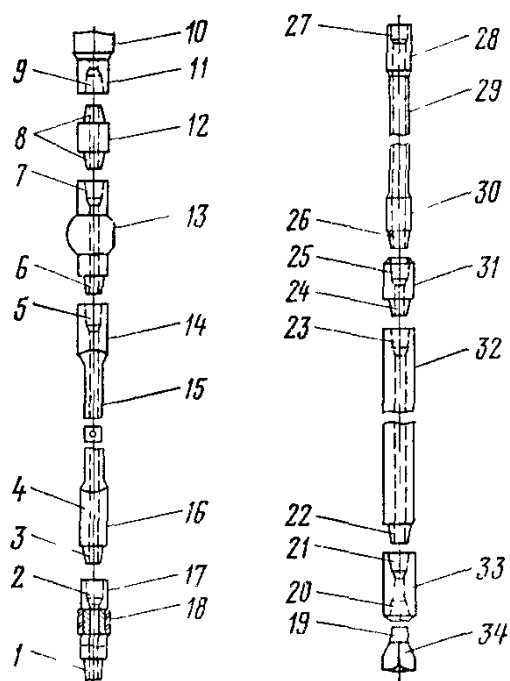


Рис. 2.1. Типичная компоновка бурильной колонны.

1, 3, 22, 24, 26 — ниппель; 2, 20, 21, 23, 25, 27 — муфта; 4 — соединение между нижней высаженной частью ведущей трубы и долотом (имеет правую резьбу); 5, 7, 9 — муфта с левой резьбой; 6, 8 — ниппель с левой резьбой; 10 — вертлюг; 11 — ствол вертлюга (по спецификации 8 АНИ); 12 — переводник вертлюга (по спецификации 7 АНИ); 13 — клапан ведущей трубы; 14, 16 — верхняя и нижняя высаженные части; 15 — ведущая труба (квадратная или шестигранная, показана квадратная); 17 — клапан ведущей трубы или предохранительный переводник; 18 — резиновый протектор; 19 — ниппель долота; 28, 30 — муфта и ниппель замка бурильной трубы; 29 — бурильная труба; 31, 33 — переходный и наддолотный переводники; 32 — УБТ; 34 — долото

подвергают закалке и отпуску на всю длину [4]; направляющую (фигурную) часть подвергают нормализации и отпуску, а концы — закалке и отпуску.

Ведущие трубы, термически обработанные по первому способу, имеют большую ударную прочность и могут использоваться при бурении с морских судов, подверженных качке. Большинство ведущих труб имеет твердость по Бринеллю от 285 до 341 ед. Обычно применяют ведущие трубы с квадратным или шестигранным поперечным сечением.

Направляющая часть шестигранных труб прочнее, чем у квадратных, что следует учитывать при выборе типа ведущей трубы для работы в обсадной колонне конкретного диаметра [4].

Ведущие трубы производят длиной 12,2 и 16,5 м. Наружные диаметры наиболее распространенных ведущих труб представлены ниже. Более детально о размерах ведущих труб можно узнать из работ [3, 4].

Наружный диаметр ведущих труб, мм, сечений:

квадратного	63,5	76,2	88,9	107,95	133,35	152,4
шестигранного	72,6	88,9	107,95	133,35	152,4	—

Вращение ведущей трубе и бурильной колонне передается от стола ротора через направляющий зажим ведущей трубы и роторные вкладыши. Роторные вкладыши, вставляемые в специальные гнезда в столе ротора, выполняют две функции: обеспечивают зацепление ведущей трубы со столом ротора и коническую поверхность для посадки роторных клиньев, которые удерживают бурильные трубы в столе ротора (см. гл. 1).

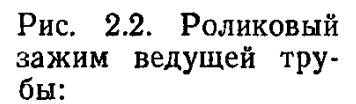
Зажим ведущей трубы входит в зацепление с роторным вкладышем (рис. 2.2) за счет направляющих пальцев, которые укреплены на нижней торцовой поверхности и имеют соответствующие отверстия в роторном вкладыше, а также квадратного нижнего выступа, входящего в квадратную выточку в роторном вкладыше.

При повороте стола ротора зажим ведущей трубы вращается и передает вращение ведущей трубе. Если ведущая труба движется вниз, то она с помощью роликов в зажиме свободно перемещается и центрируется в столе ротора.

Основные элементы ведущей трубы следующие:

предохранительный переводник ведущей трубы, присоединяемый к нижней резьбе ведущей трубы для предохранения последней от износа при многократных свинчиваниях во время бурения и спуско-подъемных операциях;

клапан-кран ведущей трубы (рис. 2.3), который размещают над ведущей трубой или ниже нее. В первом случае этот элемент работает как обратный клапан, предохраняя расположен-



а, б — с соединением соответственно пальцевым и при помощи квадратного выступа, в — в сборе. 1 — роторный вкладыш, 2 — плавающее кольцо, 3 — соединительный направляющий палец; 4 — защитный кожух, 5 — удерживающие гайки, 6 — ведущая труба (шестигранная), 7 — зазор 3,2 мм для нового зажима; 8 — соединительное отверстие роторного вкладыша, 9 — стол ротора, 10 — направляющая юбка 11 — воронка

ное выше оборудование (т. е. вертлюг и буровой шланг) от 'высоких давлений пульсации, действующих вниз; во втором — может использоваться для перекрытия давления в бурильной колонне, например при выбросе.

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Основная функция бурильной колонны — передача вращения и подача бурового раствора под большим давлением к долоту. На бурильную колонну действуют несколько видов нагрузок: осевая нагрузка за счет собственного веса и подвешенного на колонне груза, радиальные силы за счет давления в скважине, скручивающий момент при вращении и циклические знакопеременные нагрузки при изгибе в скважинах с перегибами ствола. Бурильная колонна должна выдерживать все приложенные нагрузки и иметь длительный срок службы.

Бурильную трубу изготавливают цельнотянутой с высадкой наружу, внутрь или наружу и внутрь. Термин «высадка» относится к процессу изготовления трубы и включает увеличение толщины металлической стенки у концов трубы для повышения прочности трубы на этих участках. В соответствии с типом высадки бурильная труба называется высаженной внутрь (IU), наружу (EU) или наружу и внутрь (IEU).

Бурильные трубы производят трех типоразмеров длиной 5,5÷6,7 м (тип 1), 8,2÷9,1 м (тип 2) и 11,5÷13,7 м (тип 3). Используют пять групп прочности для различных глубин бурения и величин нагрузок. АНИ обозначает их как Д, Е, Х-95, G-105 и S-135. Трубы этих групп изготавливают различных наружных диаметров — от 60,3 до 168,3 мм. Трубы каждой группы прочности и разного диаметра характеризуются номинальным весом 1 м трубы; внутренним диаметром; пределом прочности на смятие; внутренним давлением, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести; пределом текучести тела трубы (см. гл. 10).

Указанные выше характеристики бурильной трубы изменяются во времени вследствие высоких напряжений, испытывае-

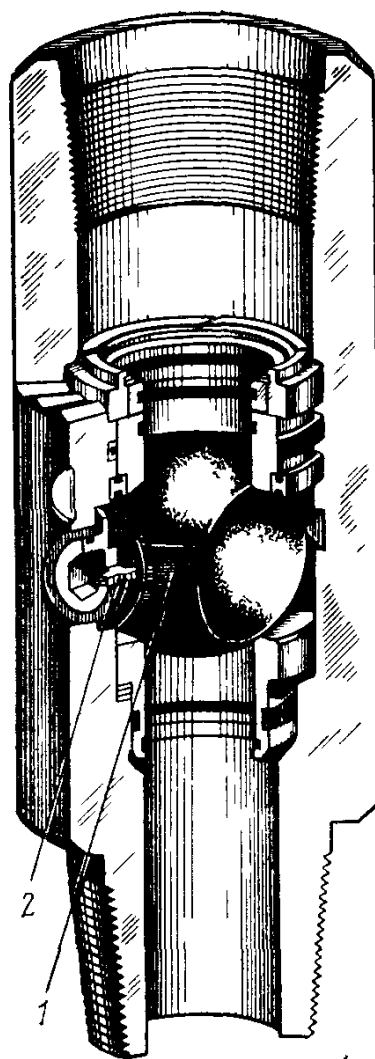


Рис. 23 Клапан-кран ведущей трубы (в закрытом положении):

1 — стопорный узел; 2 — втулка поворотного рычага

ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НОВЫХ

Наруж- ный диаметр трубы, мм	Номиналь- ный вес трубы с резьбами и соедине- ниями, Н/м	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кН·м				Растягивающая наг- рой напряжение достигает минималь текучести,		
		Е	Х-95	G-105	S-135	Е	Х-95	
60,3	72	6,6	8,3	9,2	12,0	444,0	563,2	
	100	8,6	11,0	12,0	15,5	628,3	795,8	
73,0	102	11,0	14,0	15,5	20,0	617,7	782,5	
	155	16,0	20,2	22,4	28,8	974,3	1234,1	
88,9	141	19,6	24,8	27,4	35,2	883,0	1118,5	
	198	25,6	32,5	35,9	46,2	1234,4	1563,6	
	231	29,2	37,0	40,8	52,5	1467,2	1858,4	
101,6	176	26,9	34,1	37,7	48,5	1048,9	1328,6	
	208	32,2	40,8	45,0	58,0	1297,1	1643,0	
	234	35,7	45,2	50,0	64,3	1473,3	1866,1	
114,3	205	35,8	45,4	50,2	64,5	1227,4	1554,7	
	247	42,6	54,0	59,6	76,7	1502,5	1903,2	
	298	51,0	64,6	71,5	91,8	1874,3	2374,2	
	340	56,6	71,6	79,2	101,8	2142,0	2713,2	
127,0	242	48,4	61,4	67,9	87,3	1491,2	1888,9	
	290	57,0	72,0	79,7	102,5	1798,2	2277,7	
	381	72,3	91,6	101,2	130,2	2409,8	3052,4	
139,7	286	61,0	77,2	85,3	109,7	1691,7	2142,9	
	326	70,1	88,8	98,2	126,3	1986,9	2516,7	
	368	78,3	99,2	109,5	140,8	2260,1	2862,8	
168,2	375	97,6	123,6	136,6	175,8	2224,9	2818,1	

Примечание. Крутящий момент определяется из условия, что максимальное напряжение в теле трубы при номинальной толщине стенки.

БУРИЛЬНЫХ ТРУБ I КЛАССА [4]

рузка, при кото- в теле трубы ного предела кН		Минимальное давление смятия, 10^{-5} Па				Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает минимального предела текучести, 10^{-5} Па			
		Е	Х-95	G-105	S-135	Е	Х 95	G-105	S-135
622 5	800,3	776,4	983,1	1087,2	1341,1	738,4	935,3	1033,8	1329,1
879,8	1130,9	1097,0	1389,6	1535,9	1974,7	1088,0	1378,3	1523,2	1958,5
864,8	1111,9	736,3	909,3	985,2	1199,8	696,9	882,6	975,4	1253,9
1364,0	1753,7	1161,0	1470,5	1625,2	2090,0	1162,4	1471,9	1627,3	2092,1
1236,2	1589,5	706,0	848,1	917,7	1109,7	669,5	848,8	935,3	1206,0
1728,1	2221,9	992,3	1257,4	1389,6	1786,2	970,5	1229,6	1358,6	1746,8
2054,0	2640,9	1197,3	1494,4	1651,2	2123,1	1184,2	1500,0	1657,5	2131,5
1468,4	1887,9	591,4	700,4	752,5	889,6	604,8	765,8	846,7	1088,6
1815,9	2334,8	798,2	1011,3	1118,1	1418,4	761,6	964,8	1066,1	1370,6
2062,6	2651,9	907,2	1194,1	1269,3	1632,2	876,9	1110,4	1227,8	1578,1
1718,4	2209,3	506,3	590,7	629,4	725,0	555,6	703,9	778,5	1000,7
2103,5	2704,5	730,7	896,6	971,9	118,6	691,3	875,5	967,7	1244,0
2624,1	3373,8	911,4	1154,7	1276,4	1640,6	881,9	1117,4	1234,9	1587,9
2998,8	3855,6	1041,5	1320,0	1458,5	1875,5	1025,3	1298,9	1436,0	1846,0
2087,7	2684,2	490,2	568,9	605,5	693,4	546,4	692,0	765,1	983,8
2517,4	3236,7	703,2	844,6	913,5	1104,1	668,1	846,7	935,3	1203,2
3373,6	4337,5	949,4	1202,5	1329,1	1708,9	922,6	1168,8	1292,5	1661,0
2368,4	3045,1	426,9	487,3	513,4	571,0	509,8	646,3	714,5	918,4
2781,6	3576,4	593,5	703,2	755,3	893,8	605,5	762,2	848,1	1090,7
3164,1	4068,2	735,6	908,6	984,5	1199,0	696,2	881,9	974,7	1253,9
3114,8	4004,7	338,3	373,4	386,0	424,8	460,9	582,3	643,5	828,7

касательное напряжение составляет 57,7 % минимального предела текучести материала

ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ I КЛАССА.

Наружный диаметр трубы, мм	Номинальный вес с резьбами и соединениями для новой трубы, Н/м	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести для равномерного износа, кН·м				Растягивающая нагрузка при которой напряжения достигают минимальной текучести для равномерного износа,		
		E	X-95	G-105	S-135	E	X-95	
60,3	72	5,2	6,5	7,2	9,3	349,5	442,6	
	100	6,7	8,4	9,3	12,0	489,2	619,7	
73,0	102	8,8	11,1	12,3	15,8	486,1	615,8	
	155	12,2	15,5	17,2	22,0	756,8	958,6	
88,9	141	15,3	19,4	21,5	27,6	695,5	881,0	
	198	19,8	25,1	27,8	35,7	964,8	1222,0	
	231	22,3	28,3	31,3	40,2	1138,6	1442,3	
101,6	176	21,2	26,8	29,6	38,1	827,4	1048,0	
	208	25,2	31,9	35,2	45,3	1019,0	1290,7	
	234	27,8	35,2	38,9	50,0	1154,0	1461,0	
114,3	205	28,2	35,7	39,5	50,8	969,2	1227,6	
	247	33,4	42,3	46,7	60,1	1182,3	1497,3	
	298	39,7	50,2	55,5	71,4	1467,9	1859,4	
	340	43,7	55,3	61,2	78,6	1670,8	2116,3	
127,0	242	38,2	48,4	53,5	68,7	1177,8	1491,9	
	290	44,7	56,6	62,5	80,4	1416,1	1793,6	
	381	56,1	71,2	78,5	100,9	1884,9	2387,6	
139,7	286	—	—	—	—	—	—	
	326	55,1	69,8	77,2	99,2	1567,2	1985,1	
	368	61,3	77,6	85,8	110,3	1778,5	2252,9	
168,2	375	—	—	—	—	—	—	

Примечание 1. Крутящий момент определен из условия, что максимальное напряжение в теле трубы не превышает предела текучести для труб с 20 %-ной минимальной толщиной стенки, составляющей 80 % номинальной, и равномерного износа и номинального наружного диаметра.

ТАБЛИЦА 2 2

БЫВШИХ В УПОТРЕБЛЕНИИ (ПОВЫШЕННОГО КАЧЕСТВА) [4]

рузка, при кото- в теле трубы ного предела мерного круго- кН		Минимальное давление смятия, 10^{-5} Па				Внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают минимального предела текучести, 10^{-5} Па			
G-105	S-135	E	X-95	G-105	S-135	E	X-95	G-105	S-135
489,3	629,0	601,3	713,8	766,5	908,6	675,1	855,1	945,1	1215,2
684,9	880,6	940,9	1192,0	1317,2	1693,4	995,0	1260,2	1393,1	1791,1
680,6	875,0	539,4	632,9	676,5	788,3	637,1	806,6	891,7	1146,3
1059,5	1362,3	1000,0	1267,2	1400,1	1800,3	1062,6	1346,0	1487,3	1912,8
973,6	1251,8	499,3	581,6	618,8	711,7	612,5	775,7	857,2	1102,7
1350,7	1736,6	845,3	1070,3	1182,8	1521,1	887,5	1123,8	1241,9	1597,0
1594,1	2049,5	1017,6	1289,0	1424,8	1831,9	1082,3	1371,3	1515,5	1948,7
1158,4	1489,3	402,9	456,4	479,6	525,3	552,7	700,4	773,6	995,1
1426,6	1834,2	635,7	758,1	816,5	975,4	696,2	881,2	974,7	1253,2
1615,0	2077,2	767,2	971,9	1067,5	1310,1	801,7	1015,5	1122,4	1443,0
1356,9	1744,5	331,2	363,6	375,5	415,6	508,4	643,5	711,7	844,6
1655,2	2128,1	530,9	622,4	665,3	772,9	632,2	800,3	884,7	1137,8
2055,1	2642,3	772,2	977,5	1078,8	1324,9	806,6	1021,1	1128,7	1451,5
2339,0	3007,4	890,3	1127,9	1246,1	1602,7	937,4	1187,8	1312,9	1687,8
1649,0	2120,0	317,2	346,0	355,8	398,7	499,3	632,9	699,7	899,4
1982,5	2548,9	497,2	578,8	616,0	706,8	611,1	773,6	855,1	1099,9
2638,9	3392,9	805,9	1020,4	1127,9	1444,4	843,9	1068,9	1181,4	1518,9
—	—	264,4	291,1	305,2	331,9	466,2	590,7	653,3	839,7
2194,0	2820,9	405,1	459,2	482,4	528,8	554,1	701,8	775,7	997,2
2490,0	3201,4	539,4	632,9	676,5	787,3	637,0	806,6	891,7	1146,3
—	—	206,0	228,6	235,6	241,2	420,5	532,3	588,6	756,7

касательное напряжение составляет 57,7 % минимального предела текучести материала
 ным равномерным износом по наружному диаметру. 3 Давление смятия определено
 износа по наружному диаметру. 4. Внутреннее давление определено для равномер-

ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наруж- ный диаметр трубы, мм	Номиналь- ный вес новой трубы с резьбами и соедине- ниями, Н/м	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести для одностороннего износа, кН·м				Растягивающая наг- рой напряжение достигает минималь текучести для равно кН	
		Е	X-95	G-105	S-135	Е	X-95
60,3	72	4,4	5,5	6,1	7,8	349,5	442,6
	100	5,7	7,3	8,0	10,3	489,2	619,7
73,0	102	7,4	9,4	10,3	13,3	486,1	615,8
	155	10,6	13,4	14,9	19,1	756,8	958,6
88,9	141	12,9	16,4	18,1	23,3	695,5	880,9
	198	17,0	21,6	23,8	30,7	964,8	1222,0
	231	19,4	24,6	27,1	34,9	1138,6	1442,3
101,7	176	17,8	22,5	24,9	32,0	827,4	1048,0
	208	21,3	27,0	29,8	38,4	1019,0	1290,7
	234	23,7	30,0	33,1	42,6	1154,0	1361,7
114,3	205	23,6	29,9	33,0	42,4	969,2	1227,6
	247	28,2	35,7	39,4	50,7	1182,3	1497,5
	298	33,8	42,8	47,4	60,9	1467,9	1859,4
	340	36,8	47,6	52,6	67,6	1670,8	2116,3
127,0	242	32,0	40,5	44,8	57,5	1177,8	1491,9
	290	37,6	47,7	52,7	67,0	1416,1	1793,6
	381	47,9	60,7	67,1	86,3	1884,9	2387,6
	286	—	—	—	—	—	—
139,7	326	46,3	58,7	64,8	83,3	1567,2	1985,1
	368	51,7	65,5	72,4	93,1	1778,5	2252,9
168,2	375	—	—	—	—	—	—

Примечание. 1. Крутящий момент определяется из условия, что касательное 35 %-ного износа по наружному диаметру. 2. Растягивающая нагрузка определяется для лено для минимальной толщины стенки, составляющей 65 % номинальной, и равно равномерного износа и номинального наружного диаметра.

ТАБЛИЦА 2.3

БУРИЛЬНЫХ ТРУБ II КЛАССА [4]

рузка, при кото- в теле трубы ного предела мерного износа,		Минимальное давление смятия, 10^{-5} Па				Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает минимального предела текучести, 10^{-5} Па			
		Е	X-95	G-105	S-135	Е	X-95	G-105	S-135
489,3	629,0	423,3	483,1	509,1	564,7	548,5	694,8	767,9	987,3
684,9	880,6	807,3	1022,5	1130,8	1450,8	808,0	1023,9	1131,5	1454,9
680,6	875,0	370,6	414,9	432,5	464,8	517,6	655,4	724,3	931,8
1059,5	1362,3	861,5	1091,4	1206,8	1551,3	863,6	1093,5	1208,9	1554,1
973,6	1251,8	336,8	370,6	383,3	422,6	497,9	630,1	696,9	895,9
1350,7	1736,6	720,8	873,4	945,9	1146,9	720,8	913,5	1009,1	1297,5
1594,1	2049,5	857,6	1111,8	1229,3	1580,2	879,7	1113,9	1231,4	1583,0
1158,4	1489,3	254,6	282,7	296,1	319,9	449,4	568,9	628,7	808,7
1426,6	1834,2	452,9	521,1	552,0	621,6	565,5	716,6	791,8	1018,3
1615,6	2077,2	601,9	713,8	767,2	909,3	651,2	824,9	912,1	1172,3
1356,9	1744,5	208,2	231,4	239,1	244,7	412,8	523,2	578,1	743,3
1655,2	2128,0	363,6	405,8	422,6	456,4	513,4	650,5	718,7	924,1
2055,1	2642,3	609,0	722,9	777,1	922,6	655,4	829,8	917,0	1179,3
2339,0	3007,4	761,6	964,8	1051,3	1288,3	761,6	964,8	1066,8	1371,2
1649,0	2120,1	200,4	221,5	227,8	232,1	405,8	514,1	568,2	730,7
1982,5	2548,9	334,7	367,8	380,5	419,8	496,5	628,7	694,8	893,8
2639,0	3392,9	662,4	792,5	855,1	1026,0	685,7	868,4	960,0	1234,2
—	—	171,6	183,5	186,4	186,4	379,0	480,3	530,2	682,1
2194,0	2820,9	255,9	284,1	297,5	322,1	450,1	570,3	570,3	630,1
2490,0	3201,4	370,0	414,2	431,8	464,8	517,6	655,4	524,3	931,8
—	—	131,5	133,6	133,6	133,6	—	—	—	—

напряжение составляет 57,7 % минимального предела текучести материала трубы для 20 %-ного равномерного износа по наружному диаметру. 3. Давление смятия определено для равномерного износа по наружному диаметру. 4. Внутреннее давление определено для

ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наружный диаметр трубы, мм	Номинальный вес с резьбами и соединениями для новой трубы, Н/м	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести для одностороннего износа, кН·м				Растягивающая нагрузка, при которой напряжение достигает минимального предела текучести для равно	
		Е	Х-95	G-105	S-135	Е	Х-95
60,3	72	3,7	4,7	5,2	6,7	268,8	340,5
	100	4,9	6,2	6,9	8,8	372,9	472,4
73,0	102	6,3	8,0	8,8	11,3	375,4	475,5
	155	9,1	11,5	12,7	16,3	575,5	728,9
88,9	141	11,0	14,0	15,4	19,8	536,6	679,7
	198	14,5	18,4	20,3	26,1	737,4	934,0
	231	16,5	20,9	23,1	29,8	865,9	1096,8
101,6	176	15,1	19,2	21,2	27,3	639,2	809,7
	208	18,2	23,0	25,4	32,7	784,5	993,6
	234	20,2	25,5	28,2	36,3	886,4	1122,7
114,3	205	20,1	25,4	28,1	36,2	747,2	946,1
	247	24,0	30,4	33,6	43,2	909,9	1152,5
	298	28,8	36,5	40,4	51,9	1126,0	1426,3
	340	32,0	40,6	44,8	57,6	1276,0	1616,3
127,0	242	27,2	34,5	38,1	49,0	909,9	1152,5
	290	32,1	40,6	44,9	57,7	1092,3	1383,5
	381	40,9	51,8	57,2	73,6	1443,4	1828,3
	286	—	—	—	—	—	—
139,7	326	39,5	50,0	55,2	71,0	1211,3	1534,3
	368	44,1	55,9	61,7	79,4	1370,1	1735,5
168,2	375	—	—	—	—	—	—

Примечание. 1. Крутящий момент определен из условия, что максимальное 45 %-ного износа по наружному диаметру. 2. Растягивающая нагрузка определена для внутреннего давления, определенного для минимальной толщины стенки, составляющей 55 % диаметру. 5. Внутреннее давление определено для равномерного износа и номиналь

БУРИЛЬНЫХ ТРУБ III КЛАССА [4]

рузка, при кото- в теле трубы ного предела мерного износа,		Минимальное давление смятия, 10 ⁻⁵ Па				Внутреннее давление, [при котором напряжение в теле трубы достигает минимального предела текучести, 10 ⁻⁵ Па			
		G-105	S-135	E	X-95	G-105	S-135	E	X-95
376,4 522,1	483,9 671,3	299,6 705,3	322,8 847,4	338,3 917,0	376,2 1108,3	464,1 684,2	587,9 866,4	649,8 957,8	835,4 1231,4
525,5 805,6	675,6 1035,8	253,2 759,5	282,0 962,0	294,7 1046,4	318,6 1282,0	438,1 730,7	554,9 925,5	613,2 1022,5	788,3 1315,0
751,2 1032,4 1212,3	965,9 1327,3 1558,6	227,0 565,4 774,3	256,7 666,7 981,0	266,5 714,5 1083,7	281,3 838,9 1333,3	421,2 609,7 744,0	533,0 772,9 943,0	589,3 853,7 1042,2	758,1 1097,7 1339,7
894,9 1098,2 1240,9	1150,6 1412,0 1595,5	180,7 325,6 456,4	196,2 356,5 526,0	199,7 367,8 557,0	200,4 408,6 628,7	379,7 478,9 551,3	481,0 606,2 698,3	531,6 670,2 771,4	683,5 861,5 992,3
1045,7 1273,8 1576,5 1786,4	1344,5 1637,8 2026,8 2296,8	147,0 247,5 462,7 642,8	152,6 276,4 533,8 766,5	152,6 289,0 565,4 826,3	152,6 310,8 639,9 987,3	349,5 434,6 554,1 644,9	442,3 550,6 702,5 816,5	489,5 608,3 776,4 902,3	628,7 782,0 997,9 1160,3
1273,8 1529,2 2020,8 —	1637,8 1966,1 2598,1 —	140,0 225,7 509,8 115,3	144,2 255,3 594,9 115,3	144,2 265,1 634,3 115,3	144,2 278,5 732,1 115,3	343,2 419,8 580,2 358,6	435,3 532,3 734,9 454,3	481,0 587,9 812,2 502,1	618,1 756,0 1044,3 645,6
1695,8 1918,2	2180,3 2456,2	181,4 253,2	197,6 281,3	201,1 294,7	201,1 317,9	381,2 438,1	482,4 554,9	533,1 613,2	685,7 788,3
—	—	82,3	82,3	82,3	82,3	289,0	366,4	404,4	520,4

напряжение составляет 57,7 % минимального предела текучести материала трубы для 37,5 %-ного равномерного износа по наружному диаметру. 3. Давление смятия и номинальной. 4. Давление смятия определено для равномерного износа по наружному диаметру.

мых трубой во время бурения с отбором или без отбора керна и т. д. Эти напряжения — результат комбинированного действия нагрузки от веса бурильных труб и УБТ, изгибающих напряжений от вращения, ударных нагрузок при торможении бурильных труб в клиньях. В процессе бурения такие напряжения приводят к износу и уменьшению прочностных характеристик новых бурильных труб. Поэтому АНИ классифицирует бурильные трубы по степени износа.

I класс — новая бурильная труба или труба повышенного качества, которая имеет равномерный износ и минимальную толщину стенки 80 % номинальной. На практике, если бурильная труба один раз побывала в скважине, то она понижается по классу.

II класс — труба, имеющая минимальную толщину стенки 65 % номинальной на участке одностороннего износа; площадь поперечного сечения такой трубы равна площади поперечного сечения трубы повышенного качества.

III класс — труба, имеющая минимальную толщину стенки 55 % номинальной на участке одностороннего износа.

Минимальные прочностные характеристики четырех групп прочности для четырех классов бурильных труб приведены в табл. 2.1—2.4. Эти характеристики будут использованы при расчете бурильной колонны.

ЗАМКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Замки, или соединения бурильных труб представляют собой короткие цилиндры, устанавливаемые на концах трубы. Бурильные замки присоединяют к концам трубы путем сварки стык в стык или с помощью индукционной сварки (рис. 2.4). Бурильные замки имеют наружную или внутреннюю резьбу. Конец замка с наружной резьбой называется ниппелем, а с внутренней — муфтой. Между собой бурильные трубы соединяют путем введения ниппеля одного замка в муфту другого и свинчивания машинными ключами.

АНИ рекомендует, чтобы все замки бурильной колонны были приварного типа и имели следующие характеристики для новой трубы: минимальный предел текучести 827 МПа, минимальный предел прочности на растяжение 966 МПа, минимальное относительное удлинение 13 %.

На рис. 2.5 изображен разрез замкового соединения с обозначением основных размеров. В табл. 2.5 приведены данные о геометрических размерах замков, применяемых для бурильных труб групп прочности E, X, G, S. Размеры бурильных замков требуются для определения приближенного веса трубы.

Рис. 2.4. Бурильные трубы и замки:
 а — соединительные элементы буровой трубы; б, в — соединения буровых труб с помощью соответственно приварного замка и замка, навинченного на трубную резьбу в горячем состоянии; 1 — ниппель; 2 — буровая труба; 3 — муфта; I — замок; II — зона сварки; D , d — внутренний и наружный диаметры трубы; $d_{пз}$ — диаметр проходного отверстия в замке

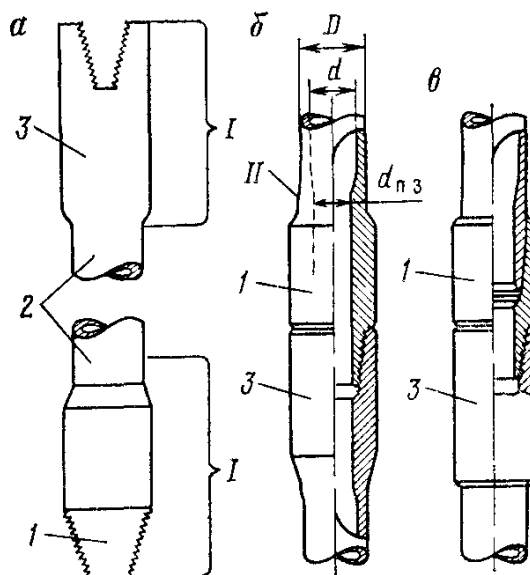
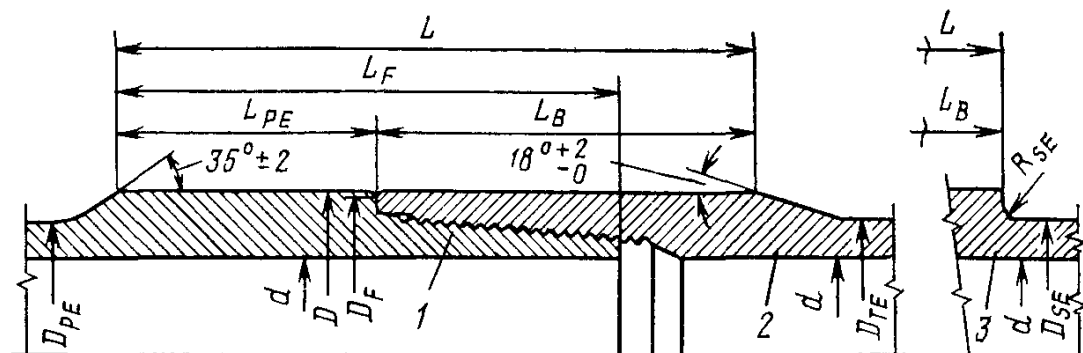


Рис. 2.5. Приварной замок буровой трубы с коническими и прямоугольными заплеками (см. табл. 2.8):
 1 — замковое соединение, 2, 3 — конический и прямоугольный заплеки соответственно; R — радиус по усмотрению изготовителя; L — общая длина ниппеля и муфты; L_F — длина ниппеля замка, L_{PE} — длина ниппеля и муфты под ключ соответственно; D_{PE} , D_{TE} — максимальный диаметр под элеватор ниппеля и



муфты соответственно, D — наружный диаметр ниппеля и муфты, d — внутренний диаметр ниппеля, D_F — диаметр упорного торца, D_{SE} , R_{SE} — диаметр и радиус выточки соответственно

ВИДЫ РЕЗЬБ

Резьбы ниппелей и муфт элементов буровой колонны характеризуются следующими параметрами: шириной площадки вершины, радиусом закругления впадины, углом профиля резьбы, числом ниток резьбы на определенную длину.

Для обозначения различных нефтепромысловых резьб АНИ применяют индекс V с цифрой. Цифра, следующая за буквой V, означает ширину площадки вершины или радиус закругления впадины в дюймах. Буква R означает радиус закругления впадины.

На рис. 2.6 показаны используемые в настоящее время виды замковых резьб элементов буровой колонны.

Замковую резьбу нарезают на ниппеле и муфте буровых труб или УБТ. Резьба ниппеля одной трубы входит в зацепление с резьбой муфты другой при их свинчивании. Герметичность

РАЗМЕРЫ БУРИЛЬНЫХ ЗАМКОВ (ММ) БУРИЛЬНЫХ

Обозначение замкового соединения *1	Бурильная труба			Наружный диаметр ниппеля (муфты) D	Внутренний диаметр ниппеля d	Диаметр упорного торца D_F
	Тип высадки	Номинальный вес *2, Н/м	Марка стали			
1	2	3	4	5	6	7
NC26 ($2\frac{3}{8}$ IF)	$2\frac{3}{8}$ EU	99	E-75	85,73*5	44,45*5	82,9
			X-95	85,73*5	44,45*5	82,9
			G-105	85,73*5	44,45*5	82,9
NC31 ($2\frac{7}{8}$ IF)	$2\frac{7}{8}$ EU	155	E-75	107,78*5	53,98*5	100,4
			X-95	107,78*5	50,80	100,4
			G-105	107,78*5	50,80	100,4
			S-135	111,13	41,28	100,4
NC38*4	$3\frac{1}{2}$ EU	141	E-75	120,65*5	76,20	116,3
NC38 ($3\frac{1}{2}$ IF)	$3\frac{1}{2}$ EU	198	E-75	120,65*5	68,30*5	116,3
			X-95	127,0	65,10	116,3
			G-105	127,0	61,90	116,3
			S-135	127,0	53,98	116,3
		231	E-75	127,0	65,10	116,3
			X-95	127,0	61,90	116,3
			G-105	127,0	53,98	116,3
			S-135	127,0	53,98	116,3
NC40 (4FH)	$3\frac{1}{2}$ EU	231	S-135	139,7	57,15	127,4
		208	E-75	133,4*5	71,44*5	127,4
			X-95	133,4*5	68,26	127,4
			G-105	139,7	61,91	127,4
			S-135	139,7	50,8	127,4
NC46 (4IF)	4EU	208	E-75	152,4*5	82,55*5	145,3
			X-95	152,4*5	82,55*5	145,3
			G-105	152,4*5	82,55*5	145,3
			S-135	152,4*5	76,20	145,3
	$4\frac{1}{2}$ IU	205	E-75	152,4	85,73	145,3
			S-135	152,4	85,73	145,3
	$4\frac{1}{2}$ IEU	247	E-75	158,8*5	82,55*5	145,3
			X-95	158,8*5	76,20	145,3
			G-105	158,8*5	76,20	145,3
			S-135	158,8*5	69,85	145,3

*1 Обозначение замкового соединения означает размер и тип замка. I означает, что отведенная часть бурильной трубы. Используется в бурильных трубах, имеющих высадку диаметру высаженной внутрь части бурильной трубы.

*2 Номинальный вес с резьбами и соединениями приведен для обозначения при заказе.

*3 Внутренний диаметр (графа 6) не соответствует внутреннему диаметру муфты, которая

*4 Длина резьбы nipple укорочена на 12,5 мм, чтобы обеспечить внутренний диаметр

*5 Означает стандартные или наружный или внутренний диаметры.

ТРУБ ГРУПП ПРОЧНОСТИ Е, Х, G, C [3]

ТАБЛИЦА

Длина ниппеля замка L_F	Длина ниппеля под ключ L_{PE}	Длина муфты под ключ L_B	Длина ниппеля и муфты L	Диаметр ниппеля под элеватор наибольший D_{PE}	Диаметр муфты под элеватор наибольший D_{TE}	Отношение крутящих моментов, при которых напряжения в теле до- стигают пре- дела текуче- сти, замка к бурильной трубе
8	9	10	11	12	13	14
254	177,8	203,2	381	65,10	65,10	1,10
254	177,8	203,2	381	65,10	65,10	0,87
254	177,8	203,2	381	65,10	65,10	0,79
267	177,8	228,6	406	80,96	80,96	1,03
267	177,8	228,6	406	80,96	80,96	0,90
267	177,8	228,6	406	80,96	80,96	0,82
267	177,8	228,6	406	80,96	80,96	0,82
292	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,91
305	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,98
305	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,87
305	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,86
305	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,80
305	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,97
305	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,83
305	203,2	267,0	470	98,43	98,43	0,90
292	177,8	254	432	98,43	98,43	0,87
292	177,8	254	432	106,4	106,4	1,01
292	177,8	254	432	106,4	106,4	0,86
292	177,8	254	432	106,4	106,4	0,93
292	177,8	254	432	106,4	106,4	0,87
292	177,8	254	432	114,3	114,3	1,43
292	177,8	254	432	114,3	114,3	1,13
292	177,8	254	432	114,3	114,3	1,02
292	177,8	254	432	114,3	114,3	0,94
292	177,8	254	432	119,1	119,1	1,20
292	177,8	254	432	119,1	119,1	1,09
292	177,8	254	432	119,1	119,1	1,01
292	177,8	254	432	119,1	119,1	0,91
292	177,8	254	432	119,1	119,1	0,81

рстие в ниппеле имеет диаметр, приблизительно равный внутреннему диаметру невы-
ку наружу; Н означает, что отверстие в ниппеле имеет диаметр, равный внутреннему

имеет размер по усмотрению производителя.
76,2 мм.

Обозначение замкового соединения * ¹	Бурильная труба			Наружный диаметр ниппеля (муфты) D	Внутренний диа- метр * ³ ниппеля d	Диаметр упорного торца D_F
	Тип высадки	Номиналь- ный вес Н/м * ²	Марка стали			
1	2	3	4	5	6	7
NC46 (4IF)	$4\frac{1}{2}$ IFU	298	E-75	158,8* ⁵	76,20	145,3
			X-95	158,8* ⁵	69,85	145,3
			G-105	158,8* ⁵	63,50	145,3
			S-135	158,8* ⁵	57,15	145,3
NC46 ($4\frac{1}{2}$ FH) * ⁶	$4\frac{1}{2}$ IEU	247	E-75	152,4* ⁵	76,20* ⁵	145,3
			X-95	152,4* ⁵	76,20* ⁵	145,3
			G-105	152,4* ⁵	76,20* ⁵	145,3
			S-135	158,8	63,50	145,3
	$4\frac{1}{2}$ IEU	298	E-75	152,4* ⁵	76,20* ⁵	145,3
			X-95	152,4* ⁵	63,5	145,3
			G-105	152,4* ⁵	63,5	145,3
NC50 ($4\frac{1}{2}$ IF)	$4\frac{1}{2}$ EU	205	E-75	158,8	98,4	150,4
	$4\frac{1}{2}$ EU	247	E-75	161,9* ⁵	95,3* ⁵	150,4
			X-95	161,9* ⁵	95,3* ⁵	150,4
			G-105	161,9* ⁵	95,3* ⁵	150,4
			S-135	161,9* ⁵	88,9	150,4
	$4\frac{1}{2}$ EU	298	E-75	161,9* ⁵	92,1* ⁵	150,4
			X-95	161,9* ⁵	88,9	150,4
			G-105	161,9* ⁵	88,9	150,4
			S-135	168,3	76,2	150,4
	5IEU	290	E-75	169,9* ⁵	95,3* ⁵	150,4
			X-95	168,9* ⁵	88,9	150,4
			G-105	165,1	82,6	150,4
			S-135	168,3	69,9	150,4
	5IEU	381	E-75	161,9* ⁵	88,9	150,4
			X-95	165,1	76,2	150,4
			G-105	168,3	69,9	150,4
NC50 ($5\frac{1}{2}$ FH)	5IEU	290	E-75	177,8* ⁵	95,3	170,7
			X-95	177,8* ⁵	95,3	170,7
			G-105	177,8	95,3	170,7
			S-135	184,2	88,9	170,7

*¹ Обозначение замкового соединения означает размер и тип замка. I означает, что ответная часть бурильной трубы. Используется в бурильных трубах, имеющих высадку метру высаженной внутрь части бурильной трубы

*² Номинальный вес с резьбами и соединениями приведен для обозначения при заказе.

*³ Внутренний диаметр (графа 6) не соответствует внутреннему диаметру муфты, которая

*⁴ Длина резьбы ниппеля укорочена на 12,5 мм, чтобы обеспечить внутренний диаметр

*⁵ Означает стандартные наружный или внутренний диаметры

*⁶ Устаревшее соединение.

Длина ниппеля замка L_F	Длина ниппеля под ключ L_{PE}	Длина муфты под ключ L_B	Длина ниппеля и муфты L	Диаметр ниппеля под элеватор наибольший D_{PE}	Диаметр муфты под элеватор наибольший D_{TE}	Отношение крутящих моментов, при которых напряжения в теле до- стигают пре- дела текуче- сти, замка к буровой трубе
8	9	10	11	12	13	14
292	177,8	254	432	119,1	119,1	1,07
292	177,8	254	432	119,1	119,1	0,96
292	177,8	254	432	119,1	119,1	0,96
292	177,8	254	432	119,1	119,1	0,81
279	177,8	254	432	119,1	119,1	1,12
279	177,8	254	432	119,1	119,1	0,89
279	177,8	254	432	119,1	119,1	0,81
279	177,8	254	432	119,1	119,1	0,81
279	177,8	254	432	119,1	119,1	0,95
279	177,8	254	432	119,1	119,1	0,95
279	177,8	254	432	119,1	119,1	0,86
292	177,8	254	432	12,70	12,70	1,32
292	177,8	254	432	12,70	12,70	1,23
292	177,8	254	432	12,70	12,70	0,97
292	177,8	254	432	12,70	12,70	0,88
292	177,8	254	432	12,70	12,70	0,81
292	177,8	254	432	12,70	12,70	1,02
292	177,8	254	432	12,70	12,70	0,96
292	177,8	254	432	12,70	12,70	0,86
292	177,8	254	432	12,70	12,70	0,87
292	177,8	254	432	130,2	130,2	0,92
292	177,8	254	432	130,2	130,2	0,86
292	177,8	254	432	130,2	130,2	0,89
292	177,8	254	432	130,2	130,2	0,86
292	177,8	254	432	130,2	130,2	0,86
292	177,8	254	432	130,2	130,2	0,86
292	177,8	254	432	130,2	130,2	0,87
330	203,2	254	457	130,2	130,2	1,53
330	203,2	254	457	130,2	130,2	1,21
330	203,2	254	457	130,2	130,2	1,09
330	203,2	254	457	130,2	130,2	0,98

рстие в ниппеле имеет диаметр, приблизительно разный внутреннему диаметру невыса-
наружу; Н означает, что отверстие в ниппеле имеет диаметр, равный внутреннему диа-

имеет размер по усмотрению производителя.
76,2 мм.

Обозначение замкового соединения * ¹	Бурильная труба			Наружный диаметр ниппеля (муфты) D	Внутренний диа- метр * ³ ниппеля d	Диаметр упорного торца D_F
	Тип высадки	Номиналь- ный вес * ² , Н/м	Марка стали			
1	2	3	4	5	6	7
NC50 ($5\frac{1}{2}$ FH)	5IEU	381	E-75	177,8* ⁵	88,9	170,7
			X-95	177,8* ⁵	88,9	170,7
			G-105	184,2	88,9	170,7
			S-135	184,2	82,6	170,7
	$5\frac{1}{2}$ IEU	326	E-75	177,8* ⁵	101,6	170,7
			X-95	177,8* ⁵	95,3	170,7
			G-105	184,2	88,9	170,7
			S-135	190,5	76,2	180,2
	$5\frac{1}{2}$ IEU	368	E-75	177,8* ⁵	101,6* ⁵	170,7
			X-95	184,2	88,9	170,7
			G-105	184,2	88,9	170,7
			S-135	190,5	76,2	180,2

*¹ Обозначение замкового соединения означает размер и тип замка. 1 означает, что отверстием части буровой трубы. Используется в буровых трубах, имеющих высадку метру высаженной внутрь части буровой трубы.

*² Номинальный вес с резьбами и соединениями приведен для обозначения при заказе.

*³ Внутренний диаметр (графа 6) не соответствует внутреннему диаметру муфты, которая

*⁴ Длина резьбы ниппеля укорочена на 12,5 мм, чтобы обеспечить внутренний диаметр

*⁵ Означает стандартные наружный или внутренний диаметры.

*⁶ Устаревшее соединение.

соединения обеспечивается за счет контакта упорных металлических торцов замков труб. Входящие в зацепление резьбы муфты и ниппеля не предусматривают герметизацию, в свинченной резьбе существует открытый канал даже при свинчивании с определенным моментом.

Кроме формы резьбы и числа ниток на длину 25,4 мм, замковое соединение характеризуют геометрические размеры: малый и большой диаметры ниппеля, диаметр отверстия в муфте, длины ниппеля и муфты и т. д. На рис. 2.7 приведено замковое соединение по стандарту АНИ [4].

АНИ рекомендует обозначение NC (номерное соединение) для отличия различных размеров и типов замковых соединений. Обозначение NC снабжается цифрой (номером); номер соединения характеризует значение (в дюймах) среднего диаметра резьбы в основной плоскости C (см. рис. 2.7).

Таким образом, если диаметр в основной плоскости C со-

Длина ниппеля замка L_F	Длина ниппеля под ключ L_{PE}	Длина муфты под ключ L_B	Длина ниппеля и муфты L	Диаметр ниппеля под элеватор наибольший D_{PE}	Диаметр муфты под элеватор наибольший D_{TE}	Отношение крутящих моментов, при которых напряжения в теле до- стигают пре- дела текуче- сти, замка к бурильной трубе
8	9	10	11	12	13	14
330	203,2	254	457	130,2	130,2	1,21
330	203,2	254	457	130,2	130,2	0,95
330	203,2	254	457	130,2	130,2	0,99
330	203,2	254	457	130,2	130,2	0,83
330	203,2	254	457	144,5	144,5	1,11
330	203,2	254	457	144,5	144,5	0,98
330	203,2	254	457	144,5	144,5	1,02
330	203,2	254	457	144,5	144,5	0,96
330	203,2	254	457	144,5	144,5	0,99
330	203,2	254	457	144,5	144,5	1,01
330	203,2	254	457	144,5	144,5	0,92
330	203,2	254	457	144,5	144,5	0,86

стие в nipple имеет диаметр, приблизительно равный внутреннему диаметру невыса-
наружу; Н означает, что отверстие в nipple имеет диаметр, равный внутреннему диа-

имеет размер по усмотрению производителя.
76,2 мм.

ставляет 27 мм (1,063"), то используют две первые цифры, т. е. 10, и соединение обозначается NC 10. В табл. 2.6 приведены геометрические размеры всех замковых соединений, используемых в нефтяной промышленности.

ПРИБЛИЖЕННЫЙ ВЕС БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ С ЗАМКОВ

Вес 1 м бурильных труб (см. табл. 2.1—2.7) представляет собой номинальный вес и используется в основном для заказа определенного типоразмера труб. Точный вес бурильной трубы трудно определить, поэтому обычно рассчитывают приближенный.

Расчет приближенного веса бурильной трубы с замком включает определение приведенных весов бурильной трубы и замка (см. рис. 2.5 и табл. 2.1—2.7).

Приближенная приведенная масса бурильной трубы представляет собой сумму веса невысаженной части трубы и веса

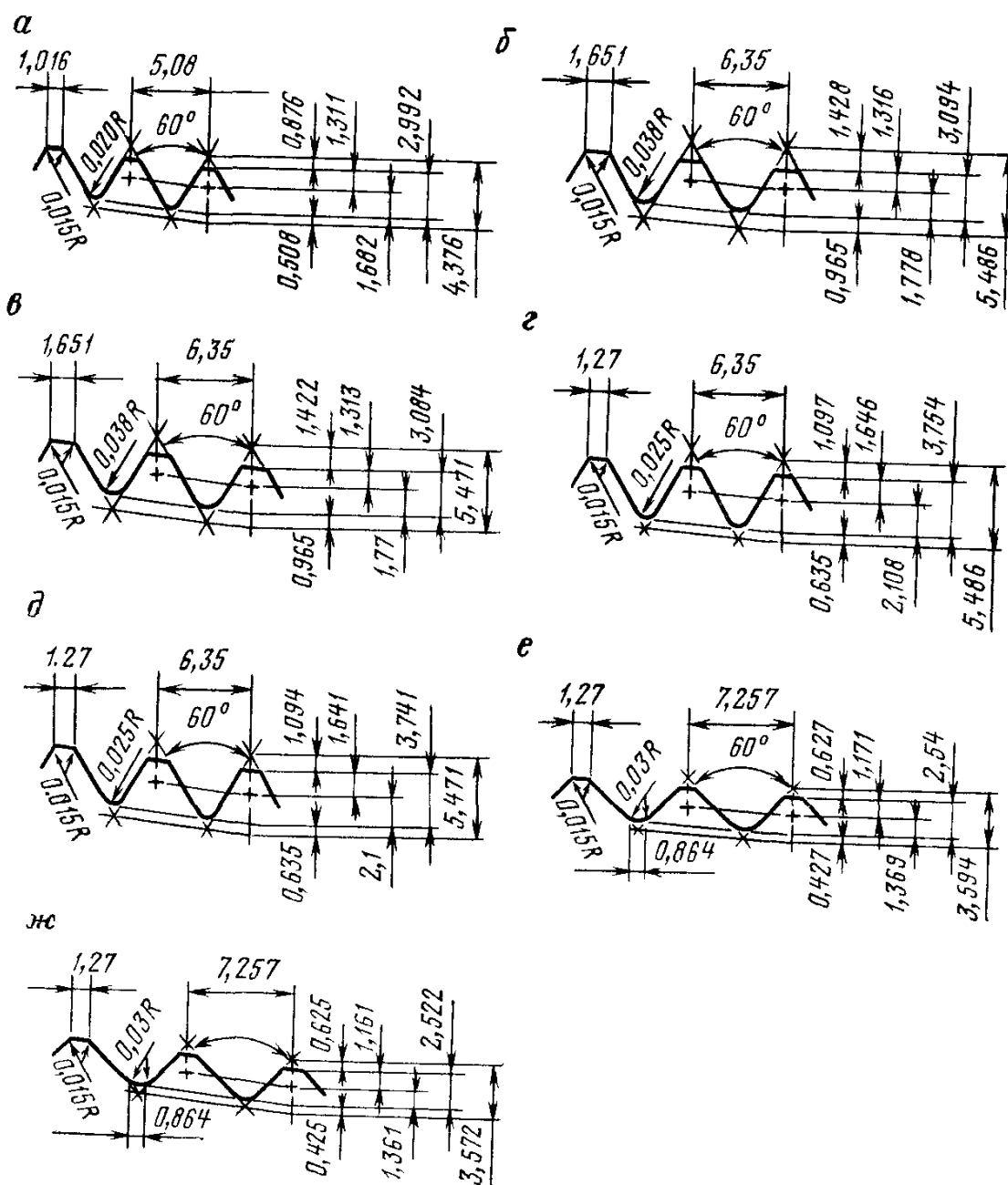


Рис. 2.6. Резьбы бурильных труб нефтяного сортамента [1]:

Индекс рис. 2.7	Обозначение резьбы	Конусность по диаметру	Число ниток на 25,4 мм
а	V-0,040	0,25	5
б	V-0,038R	0,17	4
в	V-0,038R	0,25	4
г	V-0,050	0,17	4
д	V-0,050	0,25	4
е	H-90	0,17	3,5
ж	H-90	0,25	3,5

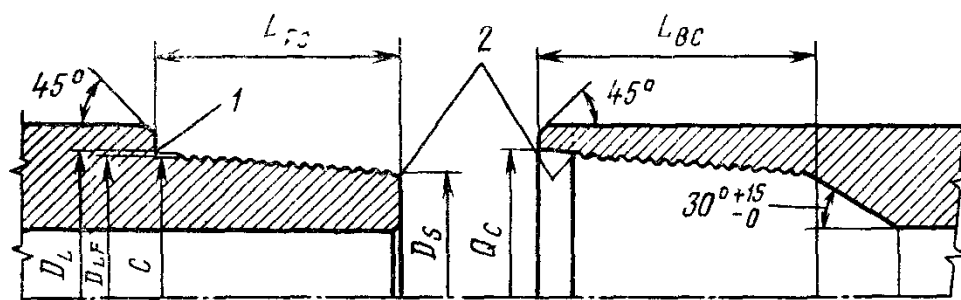


Рис. 2.7. Замковое соединение (см. табл. 2.6):

1 — торцовый выступ — элемент стандартный для УБТ и необязателен для производителя при изготовлении других элементов бурильной колонны (размер D_{LF} и длина зарезьбовой цилиндрической проточки ниппеля 15,875 мм); 2 — размер фаски у начала резьбы муфты и ниппеля по усмотрению производителя

высаженной части, деленную на 1,16. Приближенный приведенный вес бурильного замка равен

$$6,163 \cdot 10^{-5} L (D^2 - d^2) + 4,638 \cdot 10^{-5} (D^3 - D_{TE}^3) - 13,852 \times \\ \times 10^{-5} d^2 (D - D_{TE}),$$

где L — общая длина ниппеля и муфты, мм; D — наружный диаметр ниппеля, мм; d — внутренний диаметр ниппеля, мм; D_{TE} — максимальный диаметр муфты под элеватор, мм.

Приближенный вес бурильной трубы с замком определяется формулой

Приближенный приведенный вес бурильной трубы 8133,3 + Приближенный вес бурильного замка / (133,3 + Приведенная длина бурильного замка,

где приведенная длина бурильного замка составляет $L + 2,253(D - D_{TE})$ мм.

Пример 2.1 Определить приближенный вес трубы с замком для бурильных труб с наружным диаметром 127 мм и весом 294 Н/м группы прочности Е. Замок NC50 имеет наружный и внутренний диаметры 161,9 и 130,2 мм соответственно. Труба имеет высадки внутрь и наружу (IEU), вследствие чего вес увеличивается на 39 Н.

Решение Замок типа NC50 с наружным диаметром 161,9 мм и внутренним диаметром 88,9 мм применяется для бурильных труб весом 381 Н/м группы прочности X-95 (см. графы 4, 5, 6 табл. 2.5).

Таким образом, можно записать, что $L = 431,8$ мм, $D_{TE} = 130,2$ мм, $D = 161,9$ мм, $d = 88,9$ мм.

Приближенный приведенный вес бурильного замка составляет $6,163 \cdot 10^{-5} \cdot 431,8(161,9^2 - 88,9^2) + 4,638 \cdot 10^{-5}(161,9^3 - 130,2^3) - 13,852 \cdot 10^{-5} \times 88,9^2(161,9 - 130,2) = 546,9$ Н

Приближенный приведенный вес бурильной трубы равен:

Вес трубы без высадки + вес высадки / 133,3

Подставляя числовые значения, находим

$$(127^2 - 108,6^2) 7,85 \cdot 10^{-3} + (39/133,3) = 27,01 \text{ Н/м}$$

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ РАЗМЕРЫ (ММ) НОВЫХ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ (СМ. РИС. 2.7)

ТАБЛИЦА 2.6

Тип (номер) соединения *1	Тип резьбы	Число ниток резьбы на 25,4 мм	Конусность по диа- метру, мм/м	Средний диаметр резьбы в основной плоскости С	Диаметр большого основания конуса ниппеля D	Диаметр зарезьбо- вой цилиндрической проточки ниппе- ля *2 D_{LP}	Диаметр малого ос- нования конуса ниппеля D_S	Длина конуса нипп- еля L_{PC}	Длина конуса муф- ты *3 L_{BC}	Диаметр кони- ческой выточки муф- ты Q_C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
NC10	V-0,055	6	18	27,00	30,22	—	25,45	38,10	53,98	30,58*4
NC12	V-0,0055	6	18	32,13	35,36	—	29,79	44,45	60,33	35,71*4
NC13	V-0,055	6	18	35,40	38,56	—	32,99	44,45	60,33	38,91*4
NC16	V-0,055	6	18	40,87	44,09	—	38,53	44,45	60,33	44,48*4
NC23	V-0,038R	4	24	59,82	65,10	61,90	52,40	76,20	92,08	66,68
NC26*5	V-0,038R	4	24	67,77	73,05	69,85	60,35	76,20	92,08	71,44
NC31*5	V-0,038R	4	24	80,85	86,13	82,96	71,32	88,9	104,78	87,71
NC35	V-0,038R	4	24	89,69	94,97	92,08	79,10	95,25	111,13	100,01
NC38*5	V-0,038R	4	24	96,72	102,00	98,83	85,06	101,6	117,48	103,58
NC40*5	V-0,038R	4	24	103,43	108,71	105,56	89,66	114,3	130,12	110,33
NC44	V-0,038R	4	24	112,19	117,48	114,28	98,43	114,3	130,12	110,33
NC46*5	V-0,038R	4	24	117,48	122,78	119,61	103,73	114,3	130,12	119,86
NC50*5	V-0,038R	4	24	128,04	133,35	130,43	114,30	114,3	130,12	134,94
NC56	V-0,038R	4	36	142,65	149,25	144,86	117,50	127,0	142,88	150,81
NC61	V-0,038R	4	36	156,92	163,53	159,16	128,60	139,7	155,58	165,1
NC70	V-0,038R	4	36	179,15	185,75	181,38	147,65	152,4	168,28	187,33
NC77	V-0,038R	4	36	196,62	203,2	198,83	161,95	165,1	180,98	204,79

$2\frac{3}{8}$ REG	V-0,040	5	36	60,08	66,68	63,68	47,63	76,2	92,08	68,26
$2\frac{7}{8}$ REG	V-0,040	5	36	69,61	76,2	73,41	53,98	88,9	104,78	77,79
$3\frac{1}{2}$ REG	V-0,040	5	36	82,29	88,9	86,11	65,07	95,3	111,13	90,49
$4\frac{1}{2}$ REG	V-0,040	5	36	110,85	117,48	114,68	90,47	114,3	123,83	119,06
$5\frac{1}{2}$ REG	V-0,050	4	36	132,94	140,21	137,41	110,06	120,65	136,53	139,3
$6\frac{5}{8}$ REG	V-0,050	4	24	146,23	152,19	149,40	131,04	127,0	142,88	153,99
$7\frac{5}{8}$ REG	V-0,050	4	36	170,55	177,8	175,00	144,48	133,35	149,23	180,18
$8\frac{5}{8}$ REG	V-0,050	4	36	194,72	201,98	199,14	167,84	136,53	152,4	204,39
$5\frac{1}{2}$ FN	V-0,050	4	24	142,0	147,96	—	126,80	127,0	142,88	142,88

- *1 Номер соединения характеризует значение среднего диаметра резьбы в основной плоскости, выраженного в целых и десятых долях дюйма
- *2 Размер D_{LP} и длина резьбовой цилиндрической проточки ниппеля 15,875 мм являются стандартными для УВТ и необязательными для производителя при изготовлении других элементов буровой колонны.
- *3 Длина резьбы с полным профилем в муфте равна или больше максимальной длины конуса ниппеля 3,75 мм
- *4 Допустимое отклонение диаметра конической выточки для соединений типа NC10, NC12, NC13, NC16 составляет 0,127 мм.
- *5 Номерные соединения типа NC взаимозаменяемы с соединениями типа FN и IF, если они имеют одинаковый диаметр резьбы в основной плоскости.

РАЗМЕРЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (ММ) С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ (3)

ТАБЛИЦА 27

1	2	3	4	Расчетный вес		Размеры высадки *5		9	10	11	Длина конуса сбег высадки наружу m_{eu}		14
				трубы W_{PE} , Н/м	высадки *2 e_w , Н	наружные *3 D_{ou}	внутренний *4 d_{ou}				мини малая	макси малая	
Наружный диаметр трубы D	Номинальный вес*1, Н/м	Толщина стенки t	Внутренний диаметр d					Длина высадки внутрь L_{iu}	Минимальная длина конуса сбег высадки внутрь m_{iu}	Минимальная длина высадки наружу L_{eu}			Максимальная длина от конца трубы до конца сбег высадки $L_{eu} + m_{eu}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Высадка внутрь

73,0	155	9,2	54,6	145	48	73,0	33,3	44,5	38,1	—	—	—	—
88,9	141	6,5	76,0	131	65	88,9	57,2	44,5	—	—	—	—	—
88,9	198	9,3	70,2	183	65	88,9	49,2	44,5	38,1	—	—	—	—
88,9	231	11,4	66,1	218	61	88,9	49,2	44,5	38,1	—	—	—	—
101,6*6	176	6,7	88,5	156	62	101,6	74,6	44,5	—	—	—	—	—
101,6	208	8,4	84,8	192	68	101,6	69,9	44,5	50,8	—	—	—	—
114,3*6	205	6,9	100,5	182	77	114,3	85,7	44,5	—	—	—	—	—
127,0*6	242	7,5	112,0	221	98	127,0	95,3	44,5	—	—	—	—	—

Высадка наружу

60,3	99	7,1	46,1	93	27	67,5	46,1	—	—	38,1	38,1	—	101,6
73,0	155	9,2	54,6	145	36	81,8	54,6	—	—	38,1	38,1	—	101,6
88,9	141	6,5	76,0	131	39	97,1	76,0	—	—	38,1	38,1	—	101,6
88,9	198	9,3	70,2	183	60	97,1	66,1	57,2	50,8	38,1	38,1	—	101,6

88,9	231	11,4	66,1	218	42	97,1	66,1	—	—	38,1	38,1	—	101,6
101,6*	176	6,7	88,3	156	74	114,3	88,3	—	—	38,1	38,1	—	101,6
101,6	208	8,4	84,8	192	74	114,3	84,8	—	—	38,1	38,1	—	101,6
114,3*	205	6,9	100,5	182	83	127,0	100,5	—	—	38,1	38,1	—	101,6
114,3	247	8,6	97,2	223	83	127,0	97,2	—	—	38,1	38,1	—	101,6
114,3	298	10,9	92,5	278	83	127,0	92,5	—	—	31,1	38,1	—	101,6

Высадка наружу и внутрь

114,3	247	8,6	97,2	223	121	118,3	80,2	63,5	—	38,1	25,4	38,1	—
114,3	298	8,6	92,5	278	128	121,4	76,2	57,2	50,8	38,1	25,4	38,1	—
127,0	290	9,2	108,6	267	128	131,8	93,7	57,2	50,8	38,1	25,4	38,1	—
127,0	381	12,7	101,6	358	116	131,8	87,3	57,2	50,8	38,1	25,4	38,1	—
139,7	326	9,2	121,4	295	158	141,3	101,6	57,2	50,8	38,1	25,4	38,1	—
139,7	368	10,5	118,6	335	134	141,3	101,6	57,2	50,8	38,1	25,4	38,1	—

*1 Номинальный вес (графа 2) указан для обозначения труб при заказе

*2 Увеличение или уменьшение веса вследствие обработки концов

*3 Наружные диаметры концов высадочной трубы буровой должны быть не меньше значений, указанных в графе 7 Концы могут быть снабжены небольшой высадкой наружу.

*4 Максимальная конусность высадки внутрь и высадки внутрь и наружу составляет 21° мм/м по диаметру

*5 Указанные размеры высадки необязательно совпадают с размерами отверстия и наружными размерами трубы после приварки замка и обработки. Размеры высадки выбирались, исходя из соответствия проходным отверстиям в различных замковых соединениях с целью сохранения удовлетворительной площади поперечного сечения в зоне сварки после заключительной механической обработки

*6 Экспериментальные трубы.

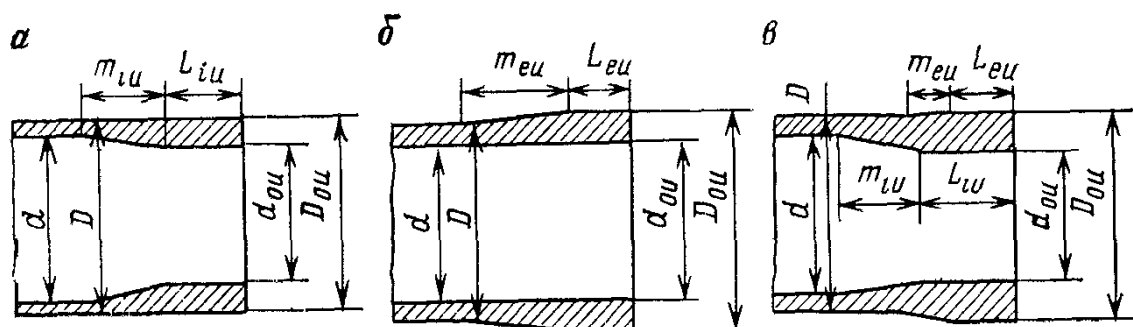


Рис 28 Бурильные трубы с различной высадкой для приварки замков (см. табл. 27)

а — внутрь, б — наружу, в — внутрь и наружу

Приведенная длина бурильного замка

$$431,8 + 2,253(161,9 - 130,2) = 503,22 \text{ мм} \approx 0,5 \text{ м.}$$

Таким образом, приближенный вес бурильной трубы с замком составляет

$$(27,01 \cdot 133,3 + 546,9)/(133,3 + 0,5) = 31 \text{ Н/м}$$

На рис. 28 приведены различные типы высадки, а в табл. 2.7 — расчетные номинальные веса для разных типов высадки и размеров бурильных труб. В графе 6 табл. 2.7 указаны веса высадки.

УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Утяжеленные бурильные трубы используют для создания нагрузки на долото и поддержания бурильной колонны в растянутом состоянии. Бурильная колонна имеет сравнительно малую жесткость при изгибе, что способствует ее изгибу при сжатии. Знакопеременный изгиб в конечном счете ведет к разрушению бурильных труб (см. гл. 8).

Поскольку упругие тела могут изгибаться только при сжатии, усталостное разрушение бурильных труб может быть предупреждено путем поддержания их в растянутом состоянии.

На практике 85 % веса УБТ в буровом растворе (с коэффициентом безопасности 1,15) используется для создания нагрузки на долото, а оставшая часть бурильной колонны находится в растянутом состоянии. Нейтральная точка (точка, где напряжения растяжения и сжатия равны нулю) при этом располагается на УБТ.

В табл. 2.8 приведены данные о размерах и весе 1 м применяемых УБТ. Из этой таблицы видно, что внутренний диаметр d УБТ очень мал, например, для УБТ с наружным диаметром $D=127$ мм внутренний диаметр изменяется в пределах 38,1—63,5 мм. Уменьшенный внутренний диаметр УБТ приводит к высоким потерям давления при циркуляции бурового раствора, и по этой причине на практике выбирают УБТ с наибольшим имеющимся внутренним диаметром, чтобы снизить по-

ВЕС УБТ, Н/М [3]

Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм												
	25,4	31,75	38,10	44,45	50,80	57,15	63,5	71,4	76,2	82,6	88,9	95,3	101,6
73,0	283	268	238	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
76,2	312	298	268	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
79,4	327	327	298	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
82,6	387	357	327	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
88,9	446	432	402	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
95,3	521	491	476	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
101,6	595	580	551	521	476	432	—	—	—	—	—	—	—
104,8	640	610	580	551	521	476	—	—	—	—	—	—	—
107,9	684	655	625	595	565	521	—	—	—	—	—	—	—
114,3	759	744	714	684	640	610	—	—	—	—	—	—	—
120,7	—	—	804	774	744	699	655	—	—	—	—	—	—
127,0	—	—	908	878	833	789	744	—	—	—	—	—	—
133,4	—	—	1012	967	937	893	848	—	—	—	—	—	—
139,7	—	—	1120	1090	1040	1000	952	893	—	—	—	—	—
146,1	—	—	1220	1200	1160	1120	1070	1000	9520	893	—	—	—
152,4	—	—	1330	1310	1260	1240	1170	1120	1070	1010	—	—	—
158,8	—	—	1460	1430	1400	1350	1310	1240	1190	1130	1070	—	—
165,1	—	—	1590	1560	1520	1470	1430	1400	1320	1260	1190	—	—
171,5	—	—	1730	1700	1650	1610	1560	1490	1460	1380	1320	—	—
177,8	—	—	1860	1830	1780	1740	1700	1640	1590	153	1460	1380	1250
184,2	—	—	1990	1960	1930	1890	1840	1770	1730	1670	1610	1530	1380
190,5	—	—	2140	2110	2070	2040	1980	1920	1870	1870	1820	1740	1520
196,9	—	—	2290	2260	2230	2190	2140	2070	2020	1960	1900	1830	1670
203,2	—	—	2460	2430	2380	2340	2290	2230	2190	2130	2050	1990	1820
209,6	—	—	2620	2590	2540	2500	2460	2380	2350	2290	2220	2140	1990
215,9	—	—	2780	2750	2710	2660	2620	2560	2510	2460	2380	2310	2230
228,6	—	—	3120	3090	3060	3020	2980	2900	2860	2800	2740	2660	2590
241,3	—	—	3480	3450	3420	3380	3330	3270	3210	3150	3110	3060	2950
247,7	—	—	3690	3650	3620	3570	3530	3450	3410	3350	3290	3210	3140
254,0	—	—	3880	3850	3820	3780	3730	3660	3620	3560	3500	3420	3350
279,4	—	—	4720	4690	4660	4610	4570	4490	4450	4390	4330	4260	4180
304,8	—	—	5640	5610	5570	5520	5480	5420	5370	5310	5240	5160	5090

тери давления Методики расчета потерь давления описаны в гл. 5 и 7.

УБТ обычно изготавливают длиной 9,5 м. Вследствие большой толщины стенки УБТ не снабжают замками; вместо этого муфтовые и ниппельные концы нарезают в теле трубы. Концы УБТ имеют коническую винтовую резьбу с крупным шагом, которая обеспечивает при свинчивании двух труб упорное соединение металл по металлу — по выступам резьбы (рис. 29).

Резьбы УБТ усиливают путем холодной обработки впадин. Холодной обработкой упрочняют впадины резьбы (обкатка

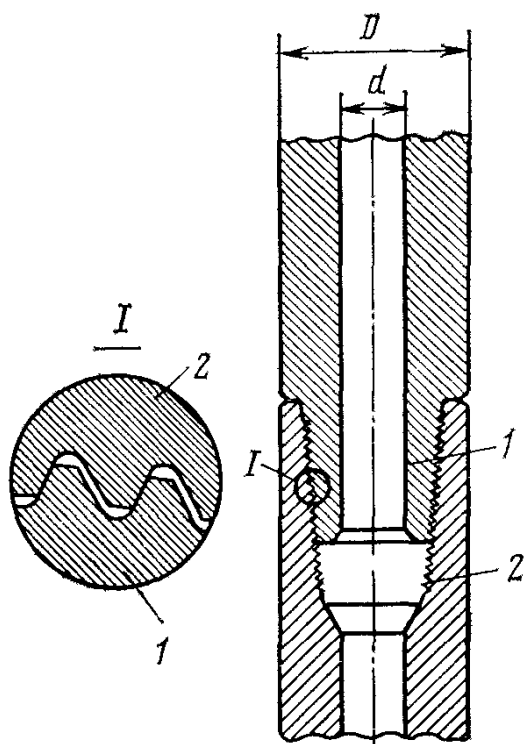


Рис. 2.9. Соединение УБТ:
1 — ниппель; 2 — муфта; D , d — на-
ружный и внутренний диаметры УБТ
соответственно

специальным роликом). Такая обработка повышает сопротивление поверхности резьбы циклическим знакопеременным нагрузкам.

ОСОБЕННОСТИ УБТ

Утяжеленные бурильные трубы обладают следующими особенностями [6].

Ловильные проточки. На УБТ большой длины с наружным диаметром более 203 мм около ниппельного и муфтового концов делают проточки уменьшенного диаметра (рис. 2.10, а). Это позволяет свинчивать данные трубы с трубами меньших диаметров, имеющих соответственно меньший диаметр замка, машинными ключами и вспомогательными лебедками-раскрепителями.

Как считает Уилсон [6], название ловильная проточка произошло от первоначального использования овершота и других ловильных инструментов с захватом, которые применяли для соединения с оставленным в скважине разрушенным замком УБТ.

УБТ со ступенчатым проходным отверстием. В УБТ среднего и малого диаметров, в которых необходимо иметь большие проходные отверстия (для уменьшения потерь давления), прочность ниппеля может быть увеличена путем выполнения ступенчатых сечений (рис. 2.10, б). Например, в УБТ с наружным диаметром 158,75 мм и проходным отверстием 71,44 мм отверстие в ниппеле может иметь диаметр 57,15 мм для увеличения прочности.

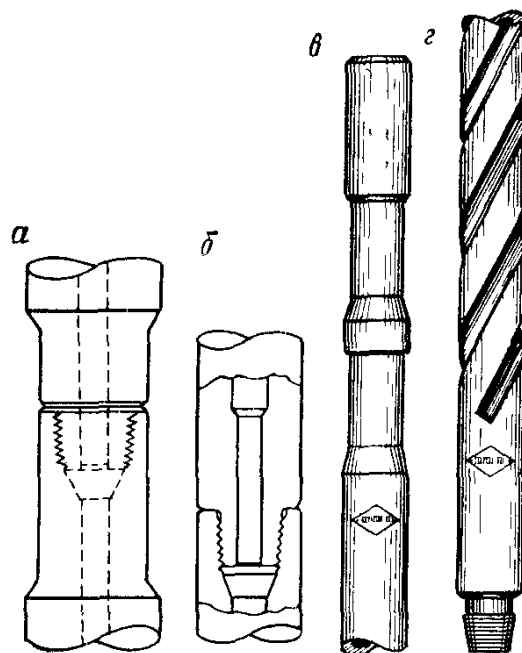
Проточки под клинья и элеватор. Такие проточки (рис. 2.10, в) применяются для того, чтобы при спуско-подъемных операциях переход от бурильных труб к УБТ осуществлялся простой сменой клиньев и элеватора.

УБТ со спиральными лысками. На практике прихваты чаще происходят в интервале работы УБТ, чем в интервале расположения бурильных труб. УБТ со спиральными лысками (рис. 2.10, г) имеет уменьшенную площадь контакта. Это снижает величину прижимающей силы от перепада давления в прихваченном интервале (см гл. 12). Спиральные лыски уменьшают вес УБТ на 4 %.

Рис 2 10 Утяжеленные бурильные трубы с ловильной проточкой (а), со ступенчатым проходным отверстием (б), с проточками под клинья и элеватор (в), со спиральными лысками (г)

УБТ квадратного сечения. Квадратные в поперечном сечении УБТ применяют в бурении со специальными целями: для уменьшения искривления ствола скважины, а также для поддержания существующего направления в направленных скважинах.

УБТ из сплава К-Монель. Эти УБТ изготовляют из немагнитного стального сплава К-Монель и используют для создания защитной оболочки приборов-инклинометров от магнитного влияния в отличие от обыкновенных стальных УБТ.



ЭЛЕМЕНТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

ТОЛСТОСТЕННАЯ БУРИЛЬНАЯ ТРУБА (ТБТ)

Промысловый опыт [7] показал, что число случаев усталостного разрушения бурильных труб может быть значительно уменьшено, если отношение модулей сечения в плоскости соединения двух элементов бурильной колонны разного радиуса (например, бурильная труба и УБТ) меньше или равно 5,5. Модуль сечения определяется как отношение момента инерции I к наружному радиусу трубы.

В бурильной колонне, включающей УБТ и стандартную бурильную трубу, отношение модуля сечения УБТ к модулю сечения бурильной трубы в плоскости их соединения значительно больше 5,5. Чтобы добиться требуемого соотношения ($\leq 5,5$), между УБТ и бурильной трубой вводят толстостенную бурильную трубу. Наружный диаметр ТБТ равен наружному диаметру стандартной бурильной трубы, а внутренний диаметр значительно уменьшен. Кроме того, ТБТ снабжена удлиненным замком. Применение ТБТ между обычной бурильной трубой и УБТ приводит к значительному сокращению отношения модулей сечения в плоскости соединения УБТ и бурильных труб. ТБТ изготовляют четырех размеров: наружным диаметром от 88,9 мм до 127 мм и длиной 9,3 м [1]. ТБТ отличается центральной утолщенной частью, которая выполняет роль стабилизатора

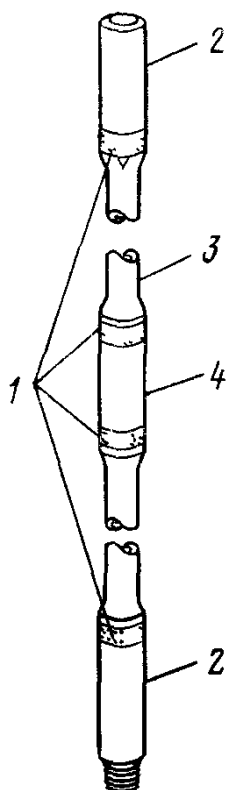


Рис 2 11 Конструктивные особенности толстостенной бурильной трубы

1 — армированные твердым сплавом участки трубы для удлинения срока службы, 2 — удлиненный замок (муфта и ниппель), 3 — участок с наибольшей массой 1 м, 4 — высадка в центральной части

и таким образом увеличивает общую жесткость бурильной колонны. На рис 2 11 изображена схема ТБТ.

Кроме того, толстостенные бурильные трубы используют для поддержания бурильной колонны в постоянно растянутом состоянии (для предотвращения изгиба), так как нейтральная точка располагается на ТБТ.

В направленных скважинах ТБТ применяют для создания нагрузки на долото в дополнение к нагрузке, создаваемой УБТ. Обычно в КНБК используют от 30 до 70 штук УБТ.

ЯСС

Ясс в составе бурильной колонны можно рассматривать [8] как поршень, перемещающийся внутри цилиндра (рис. 2.12). Свободный конец этого поршня имеет утолщенную форму для создания ударного действия. При освобождении прихваченных бурильных труб удары наносятся при натяжении вверх или при разгрузке.

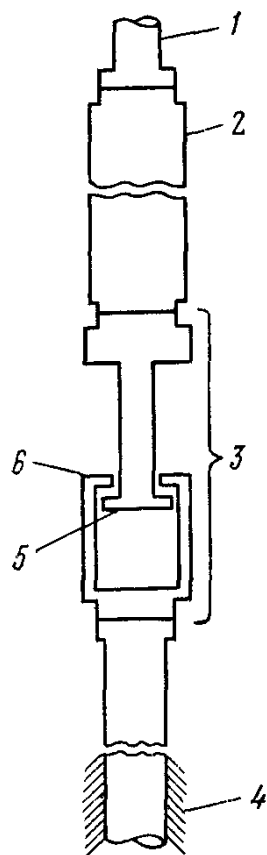
Устройство непосредственно соединяется с бурильными трубами. Из рис. 2.12 видно, что движение вверх поршня вызывает удар по наковальне в направлении снизу вверх на бурильную колонну ниже ясса. Удар в направлении сверху вниз можно получить, если перевернуть ясс. При бурении ясс необходимо устанавливать в растянутой части колонны, поэтому его располагают выше нейтрального сечения. При установке в сжатой части ясс может сработать в процессе бурения, если на долото случайно создадут повышенную нагрузку.

СТАБИЛИЗАТОРЫ

Стабилизаторы — устройства, устанавливаемые над долотом и в составе КНБК для борьбы с искривлением скважины, уменьшения интен-

Рис 2 12 Схема работы ясса

1 — бурильная труба, 2 — УБТ, 3 — ясс, 4 — голова прихваченных труб, 5 — ударник, 6 — наковальня



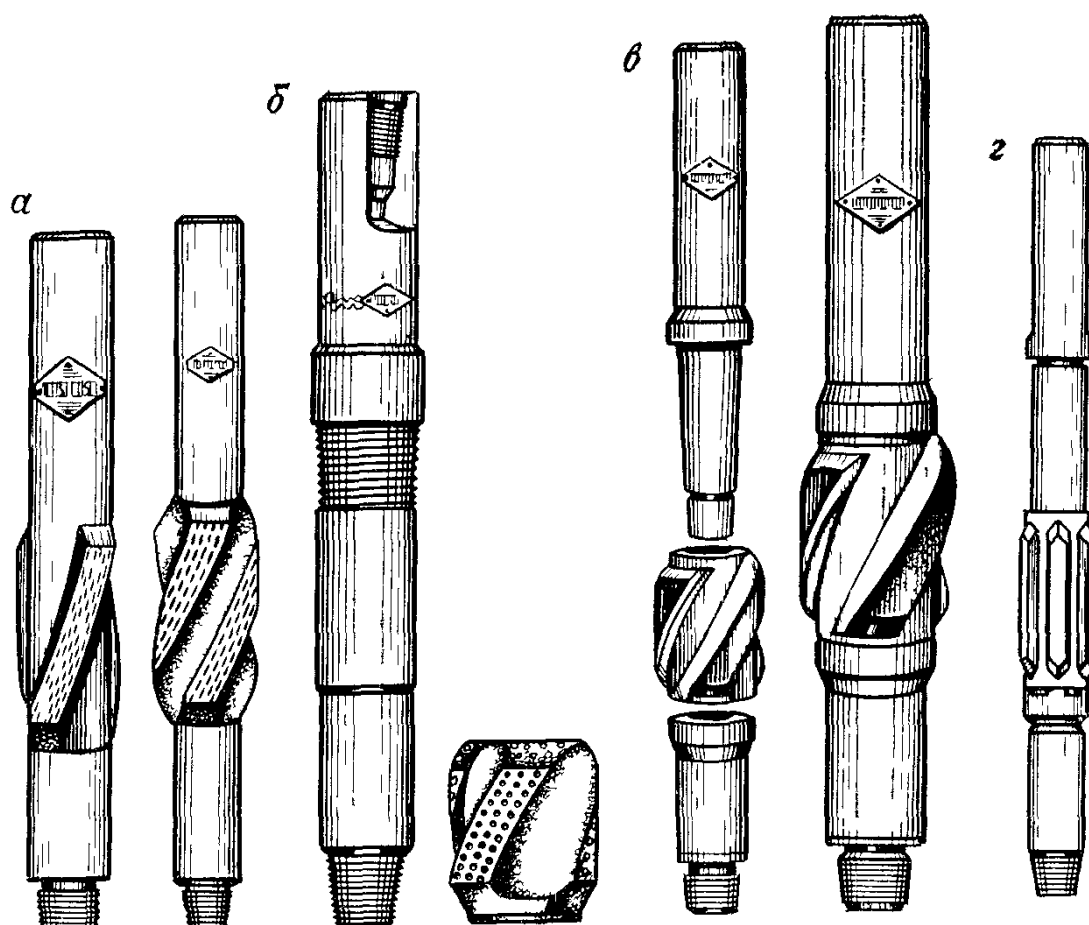


Рис 2.13 Стабилизаторы.

а — цельные фрезерованные с наклонными (слева) и спиральными (справа) лопастями, *б* — муфтовые со стальным корпусом (слева) и сменной муфтой (справа), *в* — муфтовые с улучшенной гидравлической характеристикой (справа в сборе), *г* — с резиновой муфтой

сивности искривления и предотвращения прихватов от перепада давления. Они выполняют свои функции за счет центрирования и увеличения жесткости КНБК. Стабилизация оси КНБК позволяет долоту вращаться перпендикулярно к плоскости забоя скважины и способствует улучшению показателей работы долот.

Существуют два основных типа стабилизаторов.

Вращающиеся стабилизаторы бывают следующих видов. цельные фрезерованные (рис. 2.13, *а*), муфтовые (рис. 2.13, *б, в*) и с приварными рабочими органами.

Цельные стабилизаторы выфрезеровываются из крупной заготовки высокопрочной стали. Лопasti по поверхностям контакта со стенками скважины армируют штырями-вставками из твердого сплава карбида вольфрама. Цельные стабилизаторы могут иметь рабочие органы в виде продольных планок или спиральных лопастей (см. рис. 2.13, *а*).

Муфтовые стабилизаторы включают корпус и сменную муфту.

Существуют две конструкции таких стабилизаторов: муфту навинчивают на один из концов корпуса и крепят машинными ключами (см. рис. 2.13, б); муфта крепится на основном корпусе с помощью горячей посадки (см. рис. 2.13, в).

Стабилизаторы с приварными рабочими органами особенно эффективны при бурении мягких пород, где может быть образование сальников, выпадение шлама из бурового раствора на КНБК. Лопастей приваривают к корпусу стабилизатора и армируют карбидом вольфрама, что препятствует скалыванию и удлиняет срок службы рабочих органов. Последние имеют по концам фаски — уступы для беспрепятственного прохождения стабилизатора по обсадной колонне и желобам в открытом стволе.

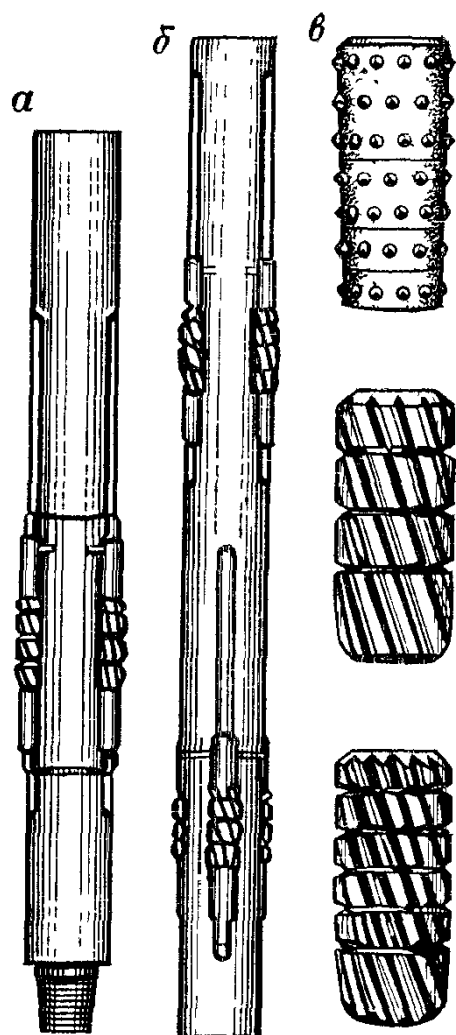


Рис. 2.14. Роликовые стабилизаторы-расширители:

а, б — с тремя и шестью роликами соответственно, в — виды рабочих органов

Невращающиеся стабилизаторы включают резиновую муфту и корпус (рис. 2.13, г). Муфта во время работы остается неподвижной, а корпус вращается вместе с бурильной колонной. Этот вид стабилизаторов используется для предотвращения расширения ствола при бурении и защиты УБТ от износа вследствие контакта со стенками скважины.

РОЛИКОВЫЕ (ШАРОШЕЧНЫЕ) СТАБИЛИЗАТОРЫ-РАСШИРИТЕЛИ

Эти устройства снабжены шарошками из карбида вольфрама, установленными на корпусе. Стабилизаторы могут иметь три-шесть рабочих лопастей (рис. 2.14). Стабилизаторы обычно устанавливают непосредственно над долотом для калибрования ствола скважины при бурении твердых абразивных пород. Виды рабочих органов представлены на рис. 2.14, в (вверху — для твердых абразивных пород, в середине — для пород средней твердости и твердых, внизу — для мягких)

АМОРТИЗАТОРЫ (ЗАБОЙНЫЕ ДЕМПФЕРЫ)

Эти устройства устанавливают между долотом и УБТ. Они применяются для поглощения вибрационных и ударных нагрузок при движении бурильной колонны. В амортизаторах используют стальную или резиновую пружину для демпфирования вращательных и вертикальных перемещений. Вибрации возникают при перекатывании долота по забою, бурении или вращении бурильной колонны с критической скоростью. Забойная вибрация приводит к разрушению УБТ, уменьшает срок службы долота и ограничивает нагрузку на долото и частоту вращения [1]. Амортизаторы применяют для исключения забойных вибраций и увеличения срока службы долот. Амортизатор обычно устанавливают над долотом. Однако в особых условиях для стабилизации скважины амортизатор размещают на 9—18 м выше долота (см. гл. 8).

РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Расчет бурильной колонны включает определение длин, весов и групп прочности стали бурильных труб, которые могут быть использованы при бурении, отборе керна и других операциях. Расчет бурильной колонны зависит от глубины и диаметра скважины, плотности бурового раствора, требуемого коэффициента запаса прочности на растяжение и предельного запаса прочности при расхаживании (натяжении), от длины и веса УБТ, необходимого диаметра бурильных труб [3].

Для выбора конструкции бурильной колонны производят расчет на следующие нагрузки: растяжение, смятие, ударные нагрузки и кручение.

РАСТЯЖЕНИЕ

До вывода уравнений необходимо отметить, что в расчетах используют вес с учетом выталкивающей силы в буровом растворе. За счет этой силы уменьшается общий вес тела и его величина зависит от плотности жидкости. Эффект выталкивающей силы будет рассматриваться в гл. 10.

Согласно рис. 2.15 общий вес, действующий на трубу в плоскости, определяется по формуле

$P = \text{Вес бурильной колонны в жидкости} + \text{Вес УБТ в жидкости}$

(вес долота и других элементов бурильной колонны обычно включается в вес УБТ), или

$$P = [(L_{dp} W_{dp} + L_{dc} W_{dc})] (BF), \quad (2.1)$$

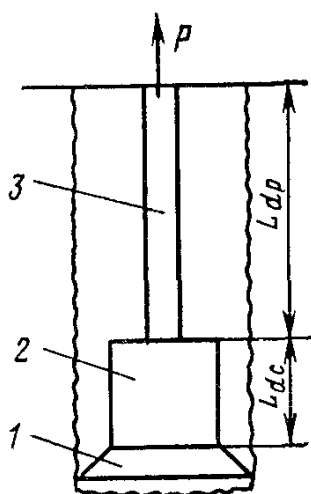


Рис 2.15 К расчету буровой колонны на растяжение

1 — долото, 2 — УБТ, 3 — бурильная колонна

где L_{dp} , L_{dc} — длина бурильной колонны и секции УБТ соответственно, м; W_{dp} , W_{dc} — вес 1 м бурильной колонны и УБТ соответственно, Н/м; BF — коэффициент потери веса в жидкости (значения BF приведены в гл. 10),

$$BF = 1 - \rho_m / \rho_s = 1 - \gamma_m / \gamma_s;$$

γ_m , ρ_m — удельный вес и плотность бурового раствора; γ_s , ρ_s — удельный вес и плотность стали, $\gamma_s = 785$ Н/м³, $\rho_s =$

$= 7850$ кг/м³.

Как видно из табл. 2.1—2.4, прочность буровых труб определяется величиной предела текучести. Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, определяет момент появления остаточной деформации материала. Под нагрузкой сталь сначала удлиняется по линейному закону до достижения предела упругости. В диапазоне упругих деформаций стальной образец возвращается к своим исходным размерам после снятия нагрузки. Напряжение стальной трубы выше предела упругости приводит к возникновению остаточной деформации, которая не устраняется после снятия нагрузки. Эта деформация называется пластической и приводит к уменьшению прочности трубы.

Практически состояние трубы и ее срок службы учитывается в расчете буровой колонны. АНИ определяет прочностные характеристики буровых труб в зависимости от степени износа: для труб классов I (новых и повышенного качества), II и III.

В табл. 2.1—2.4 эти данные приведены для различных классов труб. Кроме того, при расчете буровой колонны используют не табулированные значения растягивающей нагрузки, при которой напряжения в теле достигают предела текучести, а 90 % этой величины, чтобы обеспечить дополнительный запас прочности. Таким образом, максимальная растягивающая нагрузка, используемая в расчете

$$P_a = 0,9P_t, \quad (2.2)$$

где P_t — теоретическая растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести из табл. АНИ 2.1—2.7.

Разница между уравнениями (2.2) и (2.1) представляет собой предельное значение натяжения буровой колонны

$$MOP = P_a - P_t. \quad (2.3)$$

Расчетные значения МОР обычно находятся в пределах 225—450 кН.

Отношение уравнения (2.2) к уравнению (2.1) определяет коэффициент запаса прочности:

$$SF = \frac{P_a}{P} = \frac{0,9P_t}{(L_{dp}W_{dp} + L_{dc}W_{dc}) (BF)} . \quad (2.4)$$

Выбор значения коэффициента запаса прочности зависит от условий бурения с учетом возможности затяжек и прихватов. В расчетах необходимо также учитывать динамические нагрузки при торможении (подвеске) труб в клиновом захвате.

Упрощая уравнение (2.4), получаем

$$L_{dp} = \frac{0,9P_t}{(SF) W_{dp} (BF)} - \frac{W_{dc}}{W_{dp}} L_{dc}. \quad (2.5)$$

Выражение (2.5) с учетом уравнений (2.1) и (2.3) можно записать в виде

$$L_{dp} = \frac{0,9P_t - (MOP)}{W_{dp} (BF)} - \frac{W_{dc}}{W_{dp}} L_{dc}. \quad (2.6)$$

Иногда вместо величины L_{dp} применяют значение L_{max} , равное максимальной длине секции бурильных труб данной группы прочности, которая может быть выбрана для конкретных условий.

Уравнения (2.5) и (2.6) могут быть использованы для расчета комбинированной бурильной колонны, содержащей трубы различных групп прочности и диаметров. В этом случае сначала в расчет включают наиболее легкие трубы для формирования секции наибольшей длины нижней части бурильной колонны.

Для последующих секций выбирают трубы повышенных групп прочности с целью определения возможной длины труб каждой группы прочности.

СМЯТИЕ

Давление смятия можно определить как наружное давление, приводящее к появлению пластических деформаций бурильных и обсадных труб.

При нормальных условиях бурения плотность и уровень бурового раствора внутри и снаружи бурильной колонны равны. Это приводит к тому, что перепад давления внутри труб и в затрубном пространстве равен нулю, поэтому давление смятия бурильной колонны также равно нулю. В некоторых случаях (например, при испытании пластов пластоиспытателем на бурильных трубах) бурильную колонну спускают заполненной частично для снижения гидростатического давления на пласт. Это производится для вызова притока в скважину, подлежащую

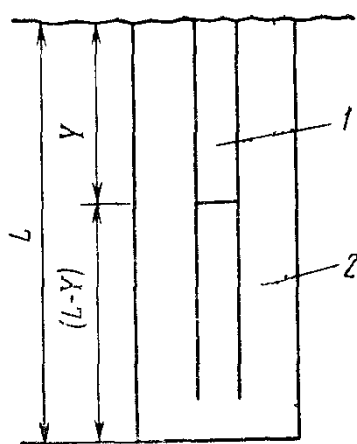
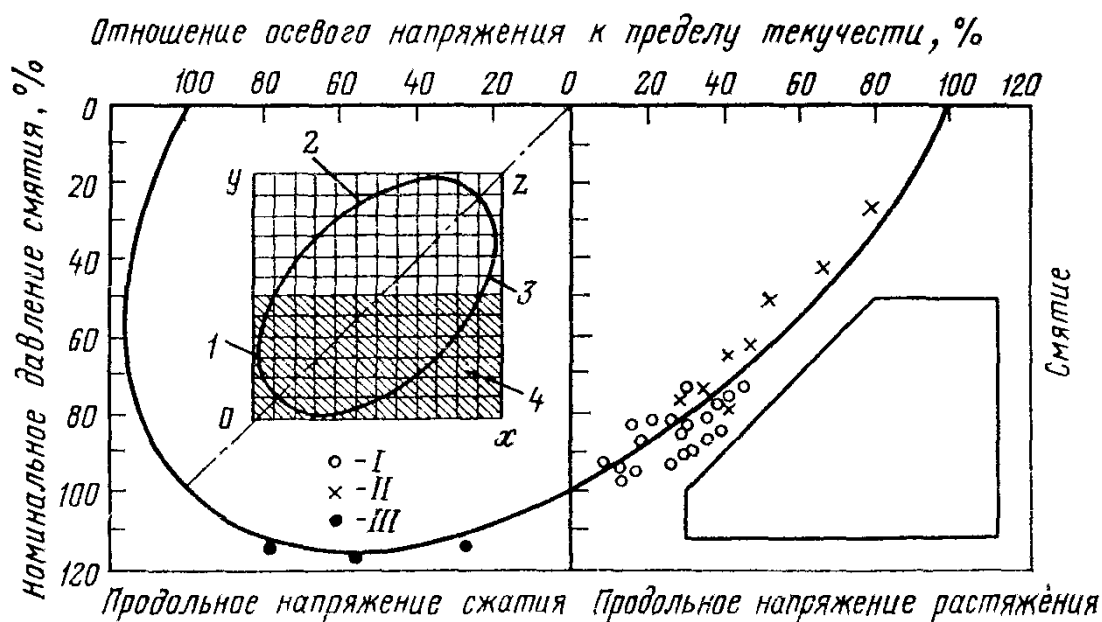


Рис 2.16 К расчету буровой колонны на смятие

1 — буровая колонна, 2 — буровой раствор

Рис. 2.17. Эллипс двухосного напряженного состояния для предела текучести или диаграмма касательного напряжения деформации [4]:

1 — сжатие и смятие, 2 — сжатие и разрыв от внутреннего давления; 3 — растяжение и разрыв от внутреннего давления, 4 — растяжение и смятие, I — растяжение — смятие, II — растяжение — удлинение; III — сжатие — смятие, Ox — отношение окружного сжимающего напряжения к пределу текучести, %; yz — осевое отношение осевого напряжения к пределу текучести, % (по данным Миллера и Эдвардса)



опробованию. После начала притока опасность смятия уменьшается, так как буровая колонна вновь наполняется флюидом.

Наибольший перепад давления на буровую трубу до открытия приемного клапана опробователя может быть рассчитан по формуле

$$\Delta p = L\rho_1 - (L - Y)\rho_2, \quad (2.7)$$

где L — общая глубина скважины, м (рис. 2.16); ρ_1, ρ_2 — плотность флюида соответственно снаружи и внутри буровой колонны, кг/м³; Y — глубина опорожнения буровой колонны, м.

Для различных условий уравнение (2.7) примет вид:

а) буровая колонна опорожнена на всю длину $Y=0$, $\rho_2=0$

$$\Delta p = L\rho_1; \quad (2.8)$$

б) плотность флюида внутри и снаружи бурильной колонны одинакова, т. е. $\rho_1 = \rho_2 = \rho_m$

$$\Delta p = Y \rho_m, \quad (2.9)$$

где ρ_m — плотность бурового раствора, кг/м³.

После того как давление смятия Δp подсчитано, оно сравнивается с давлением смятия для материала труб, указанным фирмой-производителем (см. табл. 2.1—2.4). Коэффициент запаса прочности на смятие определяется следующим образом:

$$SF = \Delta p_T / \Delta p_\Phi, \quad (2.10)$$

где Δp_T , Δp_Φ — теоретическое и фактическое давление смятия соответственно.

Обычно считают, что $SF = 1,125$.

Теоретическое давление смятия по стандартам АНИ (или данным фирм-производителей) — это давление при отсутствии осевых нагрузок. Обычно бурильная колонна находится под растягивающей нагрузкой от собственного веса и веса УБТ. Совместное нагружение на растяжение и смятие называется двухосным. При таком нагружении бурильная колонна удлиняется и ее сопротивление смятию уменьшается. Уточненное давление смятия (т. е. сопротивление смятию) может быть установлено следующим образом:

1) определяют напряжение растяжения в рассматриваемом сечении, разделив растягивающую нагрузку на площадь поперечного сечения трубы;

2) находят отношение напряжения растяжения к среднему пределу текучести;

3) по рис. 2.17 определяют уменьшение сопротивления смятия (%) в соответствии с отношением по п. 2.

УДАРНЫЕ НАГРУЗКИ

Ударные нагрузки возникают, когда движущаяся бурильная колонна устанавливается на клинья, что может способствовать обрыву труб.

Дополнительная растягивающая сила F_s (Н), создаваемая при ударном нагружении, рассчитывается по формуле:

$$F_s = 1050 W_{dp}, \quad (2.11)$$

где W_{dp} — вес 1 м бурильной трубы, Н/м.

Вывод уравнения (2.11) приведен в гл. 10.

КРУЧЕНИЕ

Максимальный крутящий момент (Н·м), при котором напряжения в теле достигают предела текучести бурильной трубы при чистом кручении, определяется по формуле

$$Q = 1,15 \cdot 10^{-9} I Y_m / D, \quad (2.12)$$

где I — полярный момент инерции трубы, мм, $I = \pi/32 (D^4 - d^4)$; Y_m — минимальный удельный предел текучести, Н/мм²; D , d — наружный и внутренний диаметры трубы, мм.

Если бурильная колонна испытывает совместное действие кручения и растяжения, то уравнение (2.12) принимает вид

$$Q_\tau = 7,92 \cdot 10^{-6} \frac{I}{D} \sqrt{\left(\frac{Y_m}{6,89 \cdot 10^3}\right)^2 - \left(\frac{142P}{A}\right)^2}, \quad (2.13)$$

где Q_τ — минимальный крутящий момент, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, при условии, что труба находится под растягивающей нагрузкой, Н·м; P — суммарная растягивающая нагрузка, Н; A — площадь поперечного сечения, мм².

Уравнения (2.12) и (2.13) можно использовать для определения максимально допустимого момента свинчивания, при котором напряжения в теле трубы не превышают предела текучести материала.

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

В этих примерах используется для упрощения расчета величина номинального веса 1 м бурильной трубы. В практических расчетах инженеру рекомендуется сначала найти приближенный вес 1 м бурильных труб, как это показано в примере 2.1, а затем использовать это значение в расчетах.

Пример 2.2. Бурильная колонна состоит из 183 м УБТ наружным и внутренним диаметрами соответственно 209,6 и 71,4 мм, остальная часть колонны — из бурильных труб диаметром 127 мм и весом 290 Н/м группы прочности Х-95. Предельное значение натяжения $MOP = 453,5$ кН, а плотность бурового раствора 1200 кг/м³. Рассчитать максимальную глубину скважины, которую можно пробурить, используя: а) новые бурильные трубы; б) трубы II класса с растягивающей нагрузкой, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести 1789 511 Н $\approx 1,8 \cdot 10^3$ кН.

Решение. Определим вес 1 м УБТ:

$$q_{УБТ} = g \rho_s A_{УБТ} = 9,81 \cdot 7,85 \cdot 10^{-2} \frac{\pi}{4} (209,6^2 - 71,4^2) = 2347 \text{ Н/м},$$

где g — ускорение свободного падения; ρ_s — плотность стали; $A_{УБТ}$ — площадь поперечного сечения УБТ, мм².

Из табл. 2.8 видно, что $q_{УБТ} = 2380$ Н/м. Кроме того, из табл. 2.1 находим теоретическую растягивающую нагрузку, при которой для новых труб группы прочности Х-95 напряжение в теле трубы достигает предела текучести $P_t = 2277,7$ кН.

Определяем коэффициент потери веса в жидкости $BF = 1 - 1200/7850 = 0,85$ и принимаем $MOP \approx 453,5$ кН. Теперь воспользуемся формулой (2.6) и находим максимально допустимую длину бурильной колонны из новых бурильных труб диаметром 127 мм из стали марки Х-95:

$$L_{dp} = \frac{2277700 \cdot 0,9 - 453500}{290 \cdot 0,85} - \frac{2347}{290} 183 = 4995 \text{ м} \approx 5000 \text{ м}.$$

Максимальная глубина скважины, которая может быть пробурена новыми бурильными трубами диаметром 127 мм из стали марки Х-95 будет составлять $4995 + 183 = 5178$ м.

Если при бурении скважины будут использовать бурильные трубы II класса, то из табл. 2.2 находим теоретическую растягивающую нагрузку, при которой напряжения в теле трубы из стали марки Х-95 достигают предела текучести $P_t = 1793,7$ кН. Используя формулу (2.6), находим

$$L_{dp} = \frac{1\,793\,700 \cdot 0,9 - 453500}{290 \cdot 0,85} - \frac{2347}{290} 183 = 3228 \text{ м.}$$

При этом максимальная глубина скважины составляет $3228 + 183 = 3411$ м.

Пример 2.3. При условиях примера 2.1 определить максимальное давление смятия и коэффициент запаса прочности, если используется бурильная колонна длиной 3048 м. Плотность бурового раствора равна 1200 кг/м^3 . Найти коэффициент запаса прочности, если уровень жидкости в колонне падает до 1829 м.

Решение. Максимальное сминающее давление возникает в бурильной колонне при ее полном (100 %) опорожнении. Это давление найдем по формуле $\Delta p = g \rho_m L = 9,81 \cdot 3048 \cdot 1200 = 35\,881\,056 \text{ Н/м}^2$. Из табл. 2.2 давление смятия новой бурильной трубы из стали марки Х-95 равно $84,46 \text{ МПа}$. Найдем значение коэффициента запаса прочности

$$SF = 84460000 / 35881059 = 2,35.$$

При падении уровня раствора в трубах до 1829 м следует использовать формулы (2.7) или (2.10):

$$\Delta p = 9,81 \cdot 1829 \cdot 1200 = 21530988 \text{ Па.}$$

Таким образом, коэффициент запаса прочности

$$SF = 84460000 / 21530988 = 3,92.$$

В этом примере коэффициент запаса прочности на смятие рассчитывается для нижней (наиболее близкой к забою) трубы, которая не подвержена двухосному нагружению (см. пример 2.4).

Пример 2.4. Бурильная колонна состоит из 3048 м бурильных труб и секции УБТ весом 362 800 Н. Наружный диаметр бурильных труб составляет 127 мм, вес $284,6 \text{ Н/м}$, марка стали труб S-135 (трубы повышенного качества). Определить фактическое давление смятия (или сопротивление смятию) нижней трубы колонны и найти коэффициент запаса прочности (предполагая, что теоретическое сопротивление смятию составляет $70\,651\,500 \text{ Па}$, а плотность бурового раствора равна 1200 кг/м^3).

Решение. Для бурильной трубы наружным диаметром 127 мм номинальный внутренний диаметр составляет 108,61 мм (при толщине стенки 9,55 мм). Для труб повышенного качества толщина стенки составляет 80 % толщины стенки новой трубы. Толщина стенки трубы повышенного качества равна $0,8 \cdot 9,56 = 7,64 \text{ мм}$, а наружный диаметр такой трубы равен номинальному внутреннему диаметру плюс удвоенная толщина стенки трубы повышенного качества, т. е. $108,61 + 2 \cdot 7,64 = 123,89 \text{ мм}$.

Площадь поперечного сечения трубы повышенного качества

$$CSA = (\pi/4) (123,89^2 - 108,61^2) = 2788,8 \text{ мм}^2 \approx 2,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Растягивающее напряжение для нижней трубы определяется из следующего соотношения:

$$\begin{aligned} \frac{\text{Растягивающая нагрузка (или вес УБТ)}}{(CSA)} &= \\ &= \frac{362800}{2,8 \cdot 10^{-3}} = 129571 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2. \end{aligned}$$

Средний предел текучести для труб группы прочности S-135 составляет 1019,35 МН/м².

Отношение напряжений:

$$\frac{\text{Растягивающее напряжение}}{\text{Средний предел текучести}} = \frac{129571000}{1019350000} = 0,133 = 13,3 \, \%.$$

Из рис. 2.17 видно, что при двухосном нагружении отношение напряжений 13,3 % уменьшает номинальное сопротивление смятию до 53 %, поэтому сопротивление смятию нижней бурильной трубы будет равно произведению $0,93 \times \text{Сопротивление смятию при нулевой растягивающей нагрузке} = 0,93 \cdot 70\,651\,500 = 65\,705\,895 \text{ Па}.$

Наиболее тяжелые условия нагружения возникают, когда бурильная колонна опорожнена на 100 %. Следовательно, давление смятия будет равно $9,81 \cdot 3048 \cdot 1,200 = 35\,881\,056 \text{ Па}.$

Таким образом, коэффициент запаса прочности при смятии

$$SF = 65705895/35881056 = 1,83.$$

Пример 2.5. Для данных примера 2.2 (бурильная колонна длиной 3048 м группы прочности X-95) определить: а) коэффициент запаса прочности при бурении; б) величину ударной нагрузки; в) коэффициент запаса прочности на растяжение с учетом ударных нагрузок.

Решение. Общий вес свободно подвешенной бурильной колонны

$$P = (L_{dp}W_{dp} + L_{dc}W_{dc})(BF) = (3048 \cdot 284,65 + 183 \cdot 2350) 0,85 = 1103038 \text{ Н} \approx 1103 \text{ кН}.$$

Из табл. 2.1 для новых труб из стали X-95 с наружным диаметром 127 мм находим значение растягивающей нагрузки, при которой напряжения достигают предела текучести, составляющее 2 277 700 Н.

Определяем коэффициент запаса прочности при растяжении

$$SF = \frac{2277700 \cdot 0,9}{1103038} = 1,86.$$

Воспользуемся формулой (2.11) и найдем дополнительную растягивающую силу вследствие ударного нагружения

$$F_s = 1050 \cdot 284,65 = 298883 \text{ Н}.$$

Общая растягивающая сила, действующая за верхнюю трубу бурильной колонны

$$F_o = P + F_s = 1103038 + 298883 = 1401921 \text{ Н}.$$

Таким образом, коэффициент запаса прочности на растяжение с учетом ударных нагрузок

$$SF = 2277700 \cdot 0,9/1401921 = 1,46.$$

Пример 2.6. Для бурения разведочной скважины на глубину 4572 м применяют бурильные трубы следующих групп прочности:

Е — наружный и внутренний диаметры 127 и 108,61 мм соответственно; вес 284,65 Н/м; растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести, составляет 1798,2 кН;

Г — наружный и внутренний диаметры 127 и 108,61 мм соответственно; вес 284,65 Н/м; растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести равна 2517,4 кН (все данные из табл. 2.2).

При общей длине УБТ и ТБТ, составляющей 300 м (вес УБТ и ТБТ равен 700 кН) рассчитать: а) максимальную длину труб каждой группы прочности, если предельное натяжение $MOP = 226\,750 \text{ Н}$ для труб групп

прочности Е; б) предельное натяжение для более прочных труб. Плотность бурового раствора 1600 кг/м³.

Решение. Находим коэффициент потери веса в жидкости

$$BF = 1 - 1600/7850 = 0,8.$$

Определим максимальную длину труб каждой группы прочности по формуле

$$L_{dp} = \frac{P_t 0,9 - (MOP)}{W_{dp} (BF)} - \frac{W_{dc}}{W_{dp}} L_{dc}.$$

Ясно, что менее прочные трубы (группа прочности Е) необходимо использовать для нижней части, а более прочные (группа прочности Г) — для верхней части колонны.

Таким образом, трубы группы прочности Е будут испытывать растяжение от веса УБТ и ТБТ, т. е.

$$W_{dc} L_{dc} = \text{Вес УБТ} + \text{Вес ТБТ} = 700000 \text{ Н.}$$

Теперь можно найти максимальную длину труб группы прочности Е:

$$L_{dp} = \frac{1798200 \cdot 0,9 - 226750}{284,65 \cdot 0,8} - \frac{700000}{284,65} = 3652 \text{ м.}$$

Таким образом, бурильная колонна будет состоять из УБТ и ТБТ длиной 300 м, бурильных труб группы прочности Е длиной 3652 м и бурильных труб группы прочности Г длиной 4572 — 300 — 3652 = 620 м.

Проверим трубы группы прочности Г на прочность. Учитывая, что на секцию из этих труб действует вес секции из труб группы прочности Е, а также вес УБТ и ТБТ, находим

$$P_{dc} = 3652 \cdot 284,65 + 700000 = 1739542 \text{ Н.}$$

Определим максимальную длину труб группы прочности Г:

$$L_{dp} = \frac{2517400 \cdot 0,9 - 226750}{284,65 \cdot 0,8} - \frac{1739542}{284,65} = 2843 \text{ м.}$$

Следовательно, при действующих условиях нагружения верхняя часть колонны из труб группы прочности Г имеет предельную длину 2843 м, что меньше, чем фактическая длина 620 м. Таким образом, трубы группы прочности Г удовлетворяют условиям прочности.

Найдем предельное натяжение для более прочных труб. Воспользуемся формулами (2.1) и (2.3). Определим общий вес бурильной колонны с учетом потери веса в жидкости:

$$P = (620 \cdot 284,65 + 3652 \cdot 284,65 + 700000) 0,8 = 1532819 \text{ Н.}$$

Теперь определим предельное натяжение

$$MOP = 2517400 \cdot 0,9 - 1532819 = 732841 \text{ Н} \approx 733 \text{ кН.}$$

Этот пример иллюстрирует расчет комбинированной бурильной колонны.

Пример 2.7. Бурильная колонна, прихваченная в интервале УБТ, состоит из труб длиной 3048 м (наружный и внутренний диаметры 127 и 108,61 мм соответственно, группа прочности Е, вес 284,65 Н/м, класс II). Длина секции УБТ составляет 183 м, общий вес 362800 Н; момент свинчивания замков бурильных труб 27 660 Н·м. Нейтральная точка расположена на глубине 3018 м.

Требуется определить максимальный крутящий момент, который может быть приложен на поверхности, чтобы напряжения в теле бурильных труб не достигли предела текучести.

Решение. Поскольку нейтральная точка находится на глубине 3018 м, то растягивающая сила, действующая на трубы,

$$P = 3018 \cdot 284,65 = 859074 \text{ Н.}$$

Из табл. 2.3 находим растягивающую нагрузку для труб II класса группы прочности Е, составляющую 1 416 100 Н.

Определим площадь A и полярный момент инерции I поперечного сечения труб по формулам:

$$A = \frac{\pi}{4} (127^2 - 108,61^2) = 3401 \text{ мм}^2 \approx 3,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$

$$I = \frac{\pi}{32} (127^4 - 108,61^4) = 11873029 \text{ мм}^4 \approx 11,87 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Найдем минимальный удельный предел текучести для труб

$$Y_m = \frac{1416100}{3,4 \cdot 10^{-3}} = 416,5 \text{ МПа.}$$

Определим максимально допустимый крутящий момент для трубы по формуле (2.13)

$$Q_{\tau} = 7,92 \cdot 10^{-6} \frac{11873029}{127} \times \\ \times \sqrt{\left(\frac{416500}{6,89 \cdot 10^3}\right)^2 - \left(\frac{142 \cdot 859074}{3401}\right)^2} = 36040 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Поскольку момент свинчивания замка равен 27 660 Н·м, то его следует считать максимально допустимой величиной (но не крутящий момент для тела трубы).

Необходимо отметить, что эти данные нужны для операции по развинчиванию колонны (см. гл. 12).

УДЛИНЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Бурильная колонна удлиняется за счет собственного веса и веса УБТ.

УДЛИНЕНИЕ ЗА СЧЕТ ПРИЛОЖЕННОЙ РАСТЯГИВАЮЩЕЙ НАГРУЗКИ, Т. Е. ВЕСА УБТ

Допустим, что изменения диаметра бурильной колонны (радиальная деформация) очень малы, т. е. удлинение колонны существенно только в осевом направлении. Если вес УБТ равен P (рис. 2.18), то по закону Гука

$$E = \frac{P/A}{e_1/L}, \quad (2.14)$$

где E — модуль Юнга, для стали $E = 210 \times 10^6$ Н/м²; A — площадь поперечного сечения гладкого конца трубы; e_1 — удлинение бурильной колонны.

Преобразуя соотношение (2.14), получим

$$e_1 = \frac{PL}{AE} = \frac{PL}{[(OD)^2 - (ID)^2] E (\pi/4)}. \quad (2.15)$$

Уравнение (2.15) можно записать в виде

$$e_1 = 373 \cdot 8 \cdot 10^{-10} PL / W_{dp}, \quad (2.16)$$

где P — вес, Н; L — длина бурильной колонны, м; W_{dp} — вес 1 м труб, Н/м.

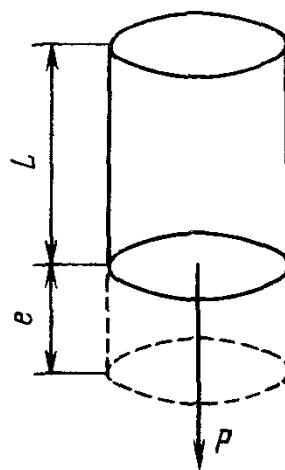


Рис. 2.18. Схема расчета удлинения бурильной колонны от собственного веса труб

УДЛИНЕНИЕ ЗА СЧЕТ СОБСТВЕННОГО ВЕСА

Бурильная колонна в основном удлиняется за счет собственного веса, если она полностью погружена в буровой раствор.

В метрической системе можно записать формулу:

$$e_2 = 2,346 \cdot 10^{-8} L^2 (7,85 - 1,44\rho_m), \quad (2.17)$$

где L — длина бурильной колонны, м; ρ_m — плотность бурового раствора, кг/л.

Пример 2.8. Бурильная колонна, состоящая из труб повышенного качества группы прочности S-135 с наружным диаметром 88,9 мм и весом 194,1 Н/м, используется для спуска потайной колонны диаметром 114,3 мм на глубину 6400 м.

Требуется определить полное удлинение бурильной колонны длиной 5334 м при плотности бурового раствора 1920 кг/м³ и общем весе потайной колонны 226 750 Н.

Решение. Найдем удлинение бурильной колонны от веса потайной колонны по формуле (2.16)

$$e_1 = 373 \cdot 8 \cdot 10^{-10} \frac{226750 \cdot 5334}{194,1} = 1,85 \text{ м.}$$

Определим удлинение колонны труб от действия сил собственного веса по формуле (2.17)

$$e_2 = 2,346 \cdot 10^{-8} \cdot 5334^2 (7,85 - 1,44 \cdot 1,92) = 3,39 \text{ м.}$$

Таким образом, общее удлинение бурильной колонны

$$e = 1,85 + 3,39 = 5,24 \text{ м.}$$

КРИТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТА ВРАЩЕНИЯ РОТОРА

Элементы бурильной колонны могут совершать осевые (продольные), крутильные и поперечные колебания.

По Д. В. Дэрингу [9] осевые колебания могут быть обнаружены на поверхности по сильной вибрации ведущей трубы и бурового шланга. Крутильные колебания не могут быть обнаружены, так как стол ротора непосредственно воспринимает угловые перемещения на поверхности. Поперечные колебания особенно характерны для бурильных труб, тогда как УБТ участвуют в осевых и крутильных колебаниях. Значительные вибрации бурильной колонны возникают, когда частота действующей силы равна частоте собственных свободных колебаний труб. Это условие обычно называется резонансом. Поэтому долото должно вращаться с частотой, отличающейся от собственной частоты бурильной колонны.

Вращение бурильной колонны с частотой, равной собственной, приводит к усиленному износу, усталостному разрушению и быстрому ухудшению состояния колонны.

В литературе приводятся различные методы расчета критической частоты вращения ротора. Первый метод основан на использовании общей длины бурильной колонны и геометрических размеров труб для расчета критической частоты вращения. Во втором методе длину УБТ применяют только для приближенного расчета критической частоты вращения.

РАСЧЕТ КРИТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ РОТОРА, ОСНОВАННЫЙ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОБЩЕЙ ДЛИНЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ ТРУБ

АНИ [3] рекомендует рассчитывать критическую частоту вращения (об/мин), исходя из продольных колебаний, по формуле

$$\omega_{oc} = 78638/L, \quad (2.18)$$

где L — общая длина бурильной колонны, м.

Интенсивные гармонические колебания встречаются при частотах, в 4, 9, 16, 23, 36 раз и более превышающих частоту вращения, рассчитанную по формуле (2.18).

Критическую частоту при поперечных колебаниях труб определяют по формуле

$$\omega_{\Pi} = \frac{120,9}{l^2} (D^2 + d^2)^{1/2}, \quad (2.19)$$

где l — длина одной трубы, м; D , d — наружный и внутренний диаметры бурильной трубы, мм.

Пример 2 9 Определить критические частоты вращения для бурильной колонны длиной 3048 м, состоящей из труб с наружным диаметром 127 мм, внутренним диаметром 108,61 мм и секции УБТ длиной 243,4 м и наружным диаметром 76,2 мм ($l=9,15$ м)

Решение По формуле (2 18) находим критическую частоту вращения труб для продольного резонанса

$$\omega_{oc} = \frac{78638}{3048} = 25,8 \text{ об/мин}$$

По формуле (2 19) находим критическую частоту вращения труб при поперечных колебаниях

$$\omega_{п} = \frac{120,9}{9,15^2} (127^2 + 108,61^2) = 241 \text{ об/мин.}$$

РАСЧЕТ КРИТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ РОТОРА С УЧЕТОМ ОБЩЕЙ ДЛИНЫ УБТ

По Д. В. Дэрингу [9] критическая частота вращения ротора определяется с учетом длины секции УБТ. Секция УБТ, по предположению, жестко закреплена в долоте и свободна в месте соединения с бурильными трубами. Данные, собранные более чем за 25 лет [9], показывают, что частота перемещения долота составляет три цикла за каждый оборот для трехшарошечных долот. Поэтому частота колебаний долота (c^{-1}) определяется по формуле

$$f = 3N (1/60), \quad (2.20)$$

где N — частота вращения долота, об/мин.

Уравнение (2.20) применимо только для трехшарошечных долот.

Упростив (2.20), получим критическую частоту вращения (об/мин)

$$N = 20f. \quad (2.21)$$

Предполагается, что УБТ совершают продольные и крутильные колебания.

Собственная частота продольных колебаний УБТ (c^{-1}) определяется по формуле

$$f_1 = 1284/L_{УБТ}, \quad (2.22)$$

где $L_{УБТ}$ — длина секции УБТ.

Собственная частота вращения УБТ (c^{-1}) определяется по формуле

$$f_2 = 811/L_{УБТ}. \quad (2.23)$$

По методу Дэринга долото должно вращаться с частотой, меньшей или большей собственной частоты вращения УБТ (f_1 и f_2).

Пример 2.10. Определить критическую частоту вращения бурильной колонны для данных примера 2.8.

Решение. По формуле (2.22) собственная частота продольных колебаний для УБТ длиной 243,4 м

$$f_1 = 1284/243,4 = 5,3 \text{ с}^{-1}.$$

По формуле (2.23) собственная частота вращения УБТ

$$f_2 = 811/213,4 = 3,8 \text{ с}^{-1}.$$

Таким образом, критическая частота вращения долота: при продольных колебаниях

$$N_1 = 20f_1 = 20 \cdot 5,256 = 105 \text{ об/мин},$$

при поперечных колебаниях

$$N_2 = 20f_2 = 20 \cdot 3,327 = 67 \text{ об/мин}.$$

Для предотвращения вибраций долото должно вращаться с частотой не менее 67 об/мин, между 67 и 105 об/мин и более 105 об/мин.

Сравнение результатов расчетов в примерах 2.9 и 2.10 показывает, что два метода дают большое различие результатов. Критическая частота для продольных вибраций по методу АНИ составляет 25,8 об/мин по сравнению с 105 об/мин по второму методу [9]. Аналогичное различие результатов справедливо и при поперечных колебаниях. Метод, учитывающий общую длину УБТ, можно рекомендовать вследствие его простоты и теоретического обоснования при определении критических частот вращения трехшарошечных долот.

Для других типов долот следует пользоваться методом АНИ.

Вибрации бурильной колонны можно уменьшить следующими методами:

1) изменяя собственную частоту вращения: а) применяя амортизатор, б) увеличивая длину секции УБТ, в) используя ТБТ или удлиняя секцию ТБТ.

2) применяя механическое демпфирование (гашение) колебаний.

ЗАДАЧИ

1. Определить приближенный вес бурильной трубы с замком: наружный диаметр 127 мм, номинальный вес 284,65 Н/м, группа прочности G; замок типа NC50 с наружным и внутренним диаметрами 168,3 и 69,9 мм соответственно.

Ответ: 335,5 Н/м.

2. Провести расчет комбинированной бурильной колонны для спуска потайной колонны диаметром 114,3 мм на глубину 5800 м, используя следующие данные. Потайная обсадная колонна: вес 410 871 Н; длина 1830 м; плотность бурового раствора 1550 кг/м³. Бурильные трубы: длина 2743 м, диаметр 88,9 мм, вес 194,1 Н/м, группа прочности E (новые); длина 1524 м, диаметр 88,9 мм, вес 226,3 Н/м, группа прочности E (новые); длина 3048 м, диаметр 88,9 мм, вес 226,3 Н/м, группа прочности G (новые); предельно допустимое натяжение бурильной колонны MOP=362 800 Н для наименее прочных труб.

Ответ: 2050 м группы прочности Е весом 194,1 Н/м, 1000 м группы прочности Е весом 226,3 Н/м и 2750 м группы прочности G весом 226,3 Н/м для нижней, средней и верхней секций соответственно.

Список литературы

1. *Drilco*. Drilco Drilling Assembly Handbook.— Drilco (Smith International Division, Inc.) Publications, 1977.
2. *Varco* Oil Tools (1981). Rotary Equipment Care and Maintenance Handbook Publications.
3. *API* Spec. 7. Specification for Rotary Drilling Equipment.— API Production Department, 1984.
4. *API* RP7G. API Recommended Practice for Drillstem Design and Operating Limits.— API Publications Department, 1981.
5. *API* Spec. 5A. Specification for Casing, Tubing and Drillpipe API Publications Department, 1982.
6. *Wilson G.* How to drill a usable hole.— World Oil, 1976.
7. *Cheng J. T.* How to make heavy wall drillpipe last longer.— World Oil, 1982, October.
8. *Schmid J. T. Jr.* Designing BHAs for Better drilling jar performance.— World Oil, 1982, October.
9. *Dareing D. W.* Drillcollar length is a major factor in vibration control. JPT, 1984, April, 639—644.

ГЛАВА 3

СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Основное назначение оборудования для спуско-подъемных операций — эффективный и безопасный спуск и подъем бурильной колонны и другого оборудования. В скважину спускают компоновку бурильной колонны, обсадную колонну, каротажные приборы, отклонительные устройства, оборудование для испытания и заканчивания.

Основные элементы оборудования для СПО следующие: буровая лебедка, талевая система, включающая кронблок, талевый блок, крюки и элеваторы; устройство закрепления мертвого конца талевого каната; талевый канат; буровая вышка.

На рис. 3.1 показано основное оборудование для СПО.

БУРОВАЯ ЛЕБЕДКА

Буровая лебедка — основной механизм установки, который обеспечивает спуск и подъем оборудования в скважину, свинчивание и развинчивание замков бурильных труб.

Основные элементы лебедки описаны ниже.

УЗЕЛ ПОДЪЕМНОГО ВАЛА БАРАБАНА ЛЕБЕДКИ

Основные элементы этого узла приведены на рис. 3.2.

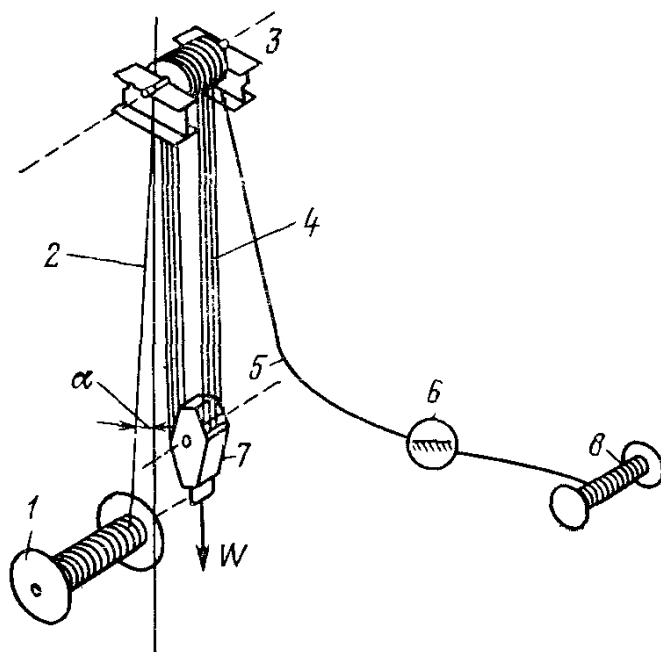


Рис. 3.1. Схема оборудования для спуско-подъемных операций:

1 — барабан лебедки; 2, 5 — ходовая и неподвижная струны каната; 3 — кронблок; 4 — буровой канат; 6 — механизм крепления мертвого конца каната; 7 — талевый блок; 8 — барабан для запасного каната; W — вес на крюке с учетом веса талевого блока; α — угол отклонения от вертикали

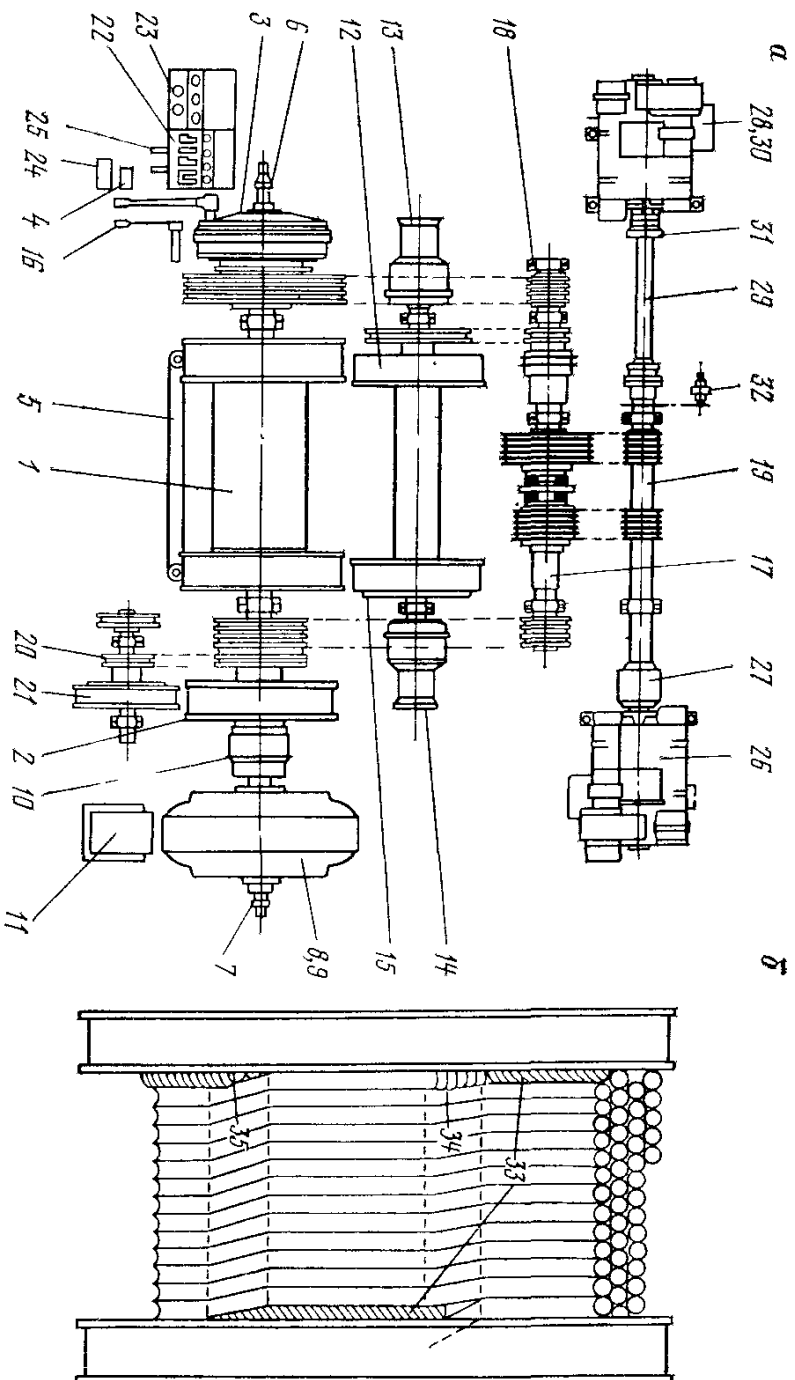


Рис. 3.2. Лебедка (а) и подъемный барабан с двухзаходной канавкой каната (б) [1].

узел подъемного вала: 1 — подъемный вал, 2 — муфта большой скорости 1016×254 типа «Ду-а-Флекс», 3 — муфта малой скорости типа «Нэйшнэл 36-С»; 4 — аварийный включатель муфты малой скорости, 5 — тормоз и система смазки, 6, 7 — воздухопровод и водовод соответственно со стороны поста буровщика и с противоположной стороны, 8 — тормоз и система смазки, 9 — гидроматический тормоз и устройство контроля уровня воды с трубопроводами, 10 — обгонная муфта типа А, 11 — устройство для контроля уровня воды; узел катушечного вала, 12 — барабан вспомогательной лебедки, 13, 14 — катушка свививания и развививания, 15 — муфта вспомогательной лебедки 711×133, 16 — тормоз вспомогательной лебедки, 17 — промежуточный вал, 18 — тихоходный промежуточный вал; узел главного приводного вала, 19 — главный приводной вал; узел контрпривода ротора, 20 — контрпривод ротора, 21 — роторная муфта; система управления (пневматическая и механическая), трубопроводная обвязка 22 — главный пульт управления, 23 — вспомогательный пульт управления независимым тормозом роторного привода, 24 — ножная педаль управления, 25 — включатель трансмиссии; групповой привод: 26, 28 — приводные двигатели, 27 — соединительная муфта двигателей, 29 — шарнирный узел приводного вала, 30 — двигатель с инерционным тормозом, 31 — инерционный тормоз, 32 — устройство жидкой смазки, 33 — опорные заплечики, 34 — участок подъема; 35 — обратный выступ

Барабан лебедки

Буровой канат навивается на барабан лебедки и его осевое перемещение (вверх и вниз) определяется вращением барабана. Длина каната зависит от числа шкивов талевого блока и высоты вышки. Барабан лебедки приводится в действие от основного приводного вала через промежуточные валы с помощью цепной передачи и зубчатых колес (звездочек).

Мощность вращения барабана во время подъема передается за счет сцепления пневматических муфт большой и малой скоростей, в результате чего талевый канат навивается на барабан. При спуске барабан вращается вхолостую, и канат разматывается за счет веса талевой системы.

Конструктивная особенность подъемного барабана — наличие на нем двухзаходной спиральной канавки типа «Спиральель» (фирма «Нэшнэл Сэплай»), причем ее направление параллельно ребордам барабана, а переход из одной канавки в соседнюю выполнен в виде ступенек с шагом, равным шагу навивки каната, по 45° через каждые 180° . Такая конструкция обеспечивает параллельность витков на барабане лебедки и позволяет канату правильно навиваться при большой скорости вращения. Канавки определяют соответствующую опору для первого слоя каната по сравнению с гладким барабаном.

Существует практическое правило, согласно которому лебедка должна иметь мощность 1 кВт на каждые 4 м проектной глубины скважины.

Тормозная система

Основные тормоза лебедки используют для плавной подачи бурильной колонны при бурении (т. е. для поддержания нагрузки на долото), для остановки движения бурильной колонны при посадке труб на роторные клинья, а также для того, чтобы талевый канат свивался с барабана при холостом вращении. В большинстве типов лебедок применяют механические тормоза фрикционного типа, которые обеспечивают торможение за счет контакта между тормозной лентой и шкивом, укрепленном на диске барабана лебедки.

Каждая тормозная пара включает гибкую стальную ленту и тормозные колодки из фрикционного материала, закрепленные болтами. Тормозные ленты охватывают тормозные шкивы подъемного барабана. Один конец каждой ленты соединен с концом балансира, который шарнирно закреплен в середине и соединен с обеими лентами по краям, чтобы обеспечить равномерное нагружение лент при торможении. Другой конец каждой ленты — подвижный и соединен через систему рычагов с тормозным рычагом бурильщика 1 (рис. 3.3.).

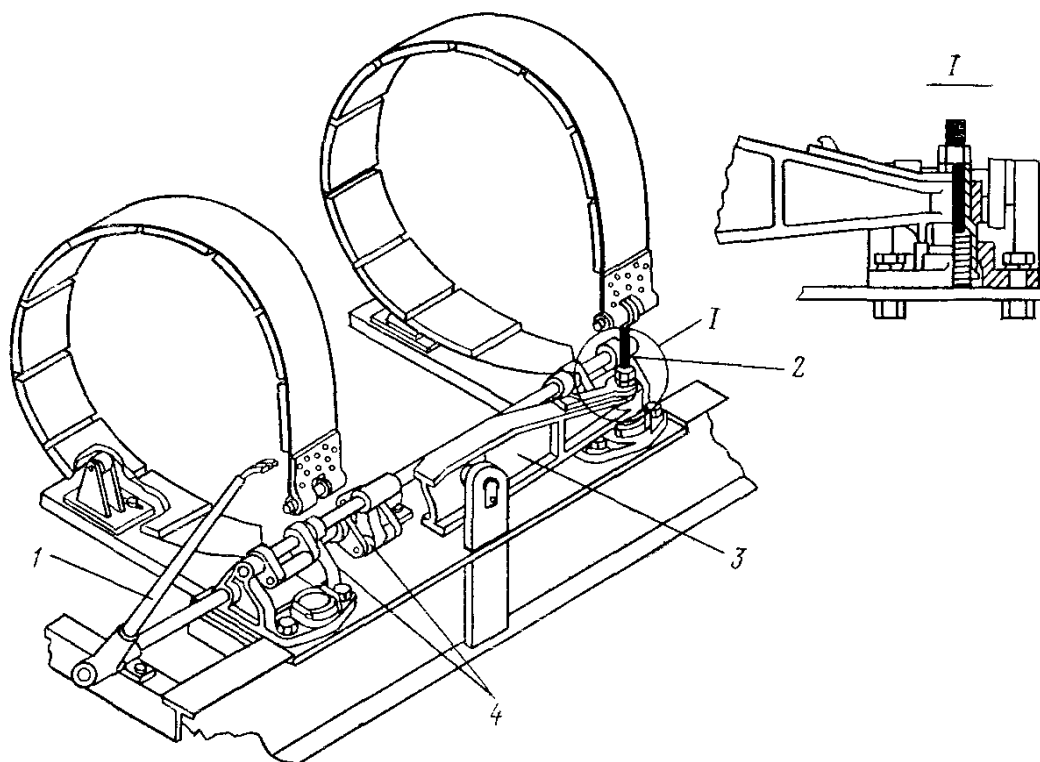


Рис. 3.3. Схема тормозной системы:

1 — тормозной рычаг бурильщика; 2 — закрепленный конец тормоза (регулируется для установки в нужное положение); 3 — уравнительный балансир; 4 — усиливающая система шарниров

Торможение достигается за счет опускания тормозного рычага, который прижимает тормозные колодки к шкивам вращающегося барабана. При прижатии колодок к шкиву усиливается натяжение по направлению к закрепленному концу ленты. Таким образом, неподвижный конец тормозной ленты натянут больше, чем подвижный. Бурильщик создает значительное тормозное усилие на тормозной рычаг, которое усиливается действием системы рычагов.

Система охлаждения

Торможение за счет контакта тормозных колодок и тормозных шкивов барабана сопровождается выделением большого количества тепла. Это тепло должно быть быстро отведено, чтобы предупредить разрушение шкивов и тормозных колодок.

Во многих типах лебедок для отвода тепла, выделяющегося при торможении, используют водяную систему охлаждения.

На рис. 3.4 приведена схема типичной системы водяного охлаждения. При этом важная особенность — наличие насоса, который подает воду через систему трубопроводов к водяной рубашке шкивов и вспомогательному тормозу, после чего вода возвращается в резервуар.

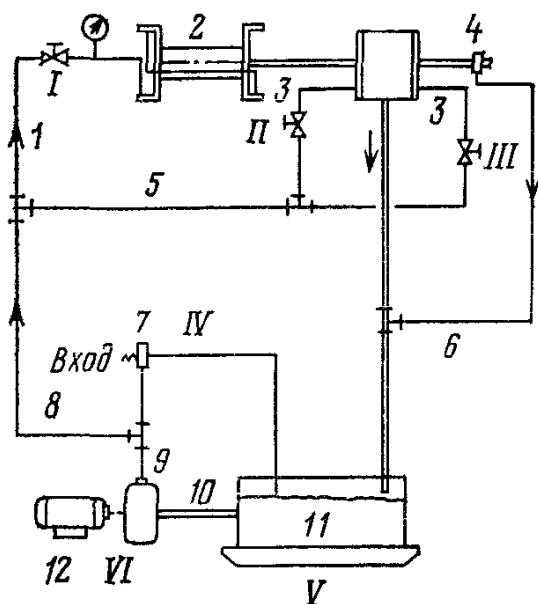


Рис. 34 Типовая система водяного охлаждения лебедки и электромагнитного тормоза [1]:

I — впускной клапан (размер по спецификации лебедки), *II*, *III* — впускной клапан диаметром 50,8 мм; *IV* — предохранительный клапан; *V* — резервуар, вместимость которого зависит от условий бурения, температуры окружающего воздуха и т. д.; *VI* — насос; *1* — подача по линии 3,2 л/с, $T_{\max}$ нагнетаемой воды 38 °С; *2* — лебедка; *3* — впускной трубопровод диаметром 50,8 мм; *4* — резьбовое соединение; *5* — трубопровод диаметром 50,8 мм, подача насоса 4,7 л/с, $T_{\max}$ нагнетаемой воды 38 °С; *6* — $T_{\max}$ поступающей воды 74 °С; *7* — предохранительный клапан (срабатывает при давлении 0,35 МПа); *8* — подача насоса 7,9 л/с, $T_{\max}$ нагнетаемой воды 38 °С; *9*, *10* — линии подачи насоса и всасывания соответственно; *11* — мерник с пресной водой объемом 16 м³ (показатель рН=7÷7,5); *12* — двигатель и насос.

Изготовители лебедки рекомендуют давление нагнетания 0,28—0,35 МПа

Вспомогательные тормоза

При подъеме бурильная колонна поднимается свечами длиной около 28 м и более в зависимости от высоты вышки. Скорость снижается при подъеме последних 1,5—3,5 м свечи до минимума при посадке на роторные клинья. Таким образом, при подъеме основные тормоза не работают.

При спуске главные тормоза должны постоянно работать, чтобы уменьшить нагрузку на лебедку при данной скорости, когда не применяют вспомогательные тормоза. При наращивании каждой свечи нагрузка увеличивается.

Если при СПО постоянно использовать ленточный тормоз, то последний перегревается и быстро теряет тормозящие свойства. На практике вспомогательные тормоза дополняют основные и включаются только при СПО. Вспомогательный тормоз обеспечивает постоянный тормозной момент для уменьшения скорости спуска. Основной тормоз применяют для заключительного торможения каждой свечи до того, как бурильная колонна устанавливается на роторные клинья.

Вспомогательный тормоз смонтирован на раме лебедки и соединяется с подъемным валом барабана лебедки с помощью подвижной муфты сцепления. Используют два типа вспомогательных тормозов.

Гидродинамический (или гидроматический) вспомогательный тормоз (рис. 3.5, а). Этот тормоз по конструкции представляет центробежный насос, работающий на воде и дающий большой амортизирующий эффект за счет нагнетания и создания давления жидкости. Основные элементы гидродинамического тормоза включают узел ротора, соединенный с тормозным валом, и узел статора.

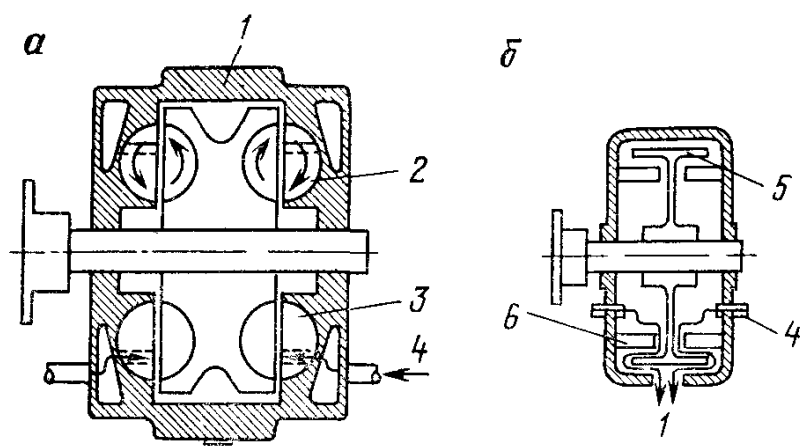


Рис. 3.5. Гидроматический (а) и электромагнитный тормоза (б):
1, 4 — выходная и входная водяные трубы, 2 — лопатки ротора, 3 — карман статора;
5 — ротор; 6 — магниты

Тормозной вал присоединен к валу барабана лебедки с помощью подвижной муфты. Тормозящий эффект образуется за счет сопротивления воды при ее циркуляции в межлопаточных каналах ротора и статора [4]. Механическая энергия ротора преобразуется в тепловую энергию воды. Количество поглощенной механической энергии и, следовательно, тормозящее действие пропорциональны скорости движения воды в тормозной камере. Кроме того, тормозной эффект зависит от уровня жидкости в тормозной камере, причем максимальный эффект достигается, если камера полностью наполнена водой [2]. Тормозной эффект можно изменять, увеличивая или уменьшая уровень воды внутри камеры.

Вода для охлаждения фрикционного тормоза подъемного барабана нагнетается через канал в валу вспомогательного тормоза. Независимая система циркуляции обеспечивает постоянный поток холодной воды во вспомогательный тормоз, предохраняя его от перегрева.

Электромагнитный вспомогательный тормоз (рис. 3.5, б). Такой тормоз использует магнитные силы для торможения вращения подъемного барабана [4]. Он состоит из стального ротора, соединенного с валом тормоза; ротор находится в корпусе-статоре, который обеспечивает управляемое изменяющееся магнитное поле.

Магнитное поле статора возникает в катушках, возбуждаемых постоянным током. Статор индуцирует магнитную электродвижущую силу в роторе, которая противодействует движению ротора и, таким образом, обеспечивает тормозной эффект. Величина торможения может изменяться путем изменения интенсивности электромагнитного поля статора.

Индукированное магнитное поле создает в роторе вихревые токи, которые генерируют тепло. Это тепло отводится постоян-

ным потоком холодной воды, который подается охлаждающей системой тормоза (см. рис. 3.4).

Сравнение гидроматического и электромагнитного тормозов. Основной ленточный тормоз применяют для торможения скорости движения свечи вблизи стола ротора, так как гидроматический тормоз дает меньший эффект, и поэтому торможение главным образом обеспечивается ленточным тормозом. При использовании гидроматического тормоза тормозной эффект возрастает по экспоненциальному закону с увеличением скорости вращения, т. е. чем больше скорость спуска, например бурильной колонны, тем больше тормозной момент. Гидроматические тормоза обычно применяют на буровых установках с ограниченным электроснабжением. Если электроэнергии достаточно (например, на дизель-электрической установке), то обычно используют электромагнитный тормоз, преимущество которого состоит в том, что его тормозной эффект зависит от интенсивности электромагнитного поля и легко регулируется бурильщиком небольшим рычагом. Таким образом, бурильщик имеет возможность более точно управлять тормозным эффектом.

УЗЕЛ КАТУШЕЧНОГО ВАЛА И ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ ЛЕБЕДКА

Узел катушечного вала и вспомогательная лебедка включают катушки, катушечный вал в сборе и барабан вспомогательной лебедки (см. рис. 3.2).

Катушки представляют собой вращающиеся барабаны с приводом от промежуточного вала. Катушки бывают механического и фрикционного типов.

Фрикционные катушки используют для передвижения тяжелых предметов по полу вышки с помощью пенькового каната.

Механические катушки расположены на противоположных сторонах лебедки и предназначены для свинчивания. На катушки навивается стальной канат необходимой длины, который соединяется с машинными ключами. Канат, идущий от катушки со стороны пульта бурильщика, называют канатом свинчивания, а соответствующий машинный ключ — ключом свинчивания. Этот ключ применяют для закрепления замков бурильных труб при спуске бурильной колонны в скважину.

Механическая катушка на противоположной от пульта бурильщика стороне называют катушкой развинчивания, а соответствующие канат и машинный ключ — канатом и ключом развинчивания. Последний применяют для раскрепления замков бурильных труб при подъеме бурильной колонны из скважины.

Вспомогательная лебедка (или, так называемый, барабан для подъема грунтоноски) использует стальной канат малого диаметра (обычно 14,3 мм) длиной, достаточной для спуска

на забой скважины и подъема различных приборов. Например, инклинометр может быть спущен по бурильной колонне до посадки на посадочную втулку над долотом. После истечения времени завода часового механизма включается узел замера и пробивается отверстие на круговой диаграмме, затем инклинометр поднимают вспомогательной лебедкой. Положение отверстия на диаграмме показывает угол отклонения скважины от вертикали.

ГЛАВНЫЙ ПРИВОДНОЙ И ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ВАЛЫ

На многих современных буровых установках используют силовые приводы дизель-электрического типа, причем дизели применяют для получения электроэнергии. Для передачи энергии к приводным двигателям, ротору и насосам используют электрические кабели (см. рис. 3.2).

Главный приводной вал оснащен двумя звездочками, соединенными роликовыми цепями с быстро- и тихоходной звездочками промежуточного вала. Промежуточный вал соединен катушечным валом и валом барабана лебедки роликовыми цепями через звездочки (см. рис. 3.2).

Сцепление быстро- и тихоходных звездочек катушечного вала и подъемного барабана достигается за счет скользящих зубчатых муфт.

В результате сочетания быстро- и тихоходных звездочек цепных передач на промежуточном валу и пневматических муфт (быстрой и тихой) на валу барабана последний имеет четырехскоростную коробку скоростей. Обратное вращение обеспечивается изменением направления вращения электродвигателей постоянного тока. Управление скоростью осуществляется с пульта бурильщика ножным или ручным регулятором.

УЗЕЛ КОНТРПРИВОДА РОТОРА

Вал контрпривода необходим, если ротор имеет привод непосредственно от лебедки. Узел контрпривода содержит механизмы, необходимые для передачи вращения ротору. Оборудование включает приводную роторную цепь и звездочки, пневматическую муфту, инерционный тормоз и пульт управления. Однако в большинстве современных буровых установок ротор имеет независимый привод от отдельного двигателя постоянного тока.

ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА

Для спуска и подъема бурильной колонны применяют талевую систему, в которой канат намотан на несколько неподвижных и движущихся блоков.

Набор шкивов служит для увеличения натяжения одной ходовой струны каната барабаном лебедки, что позволяет спускать и поднимать бурильные и обсадные колонны большого веса. Без учета трения в шкивах натяжение ходовой струны приблизительно равно отношению общего веса на крюке к числу струн между набором шкивов-блоков.

КРОНБЛОК

Кронблок представляет собой устройство, направляющее канат от подъемного барабана к талевому блоку. Кронблок неподвижно закреплен в верхней части вышки. Он имеет несколько шкивов, смонтированных на неподвижном валу, при этом каждый шкив работает как отдельный блок. Талевый канат навивается последовательно на шкивы кронблока и талевого блока, причем неподвижный конец идет на зажимное устройство крепления мертвого конца.

Конец каната, идущий от барабана лебедки к кронблоку, называется ходовым.

Во время СПО на барабан лебедки навивается канат длиной, значительно большей длины ходовой струны или длины перемещения талевого блока. Скорость ходовой струны равна произведению количества струн на скорость талевого блока.

Кронблок расположен так, что шкив ходовой струны находится около плоскости, проходящей через середину барабана лебедки.

Угол между ходовой струной и вертикалью называется углом отклонения (см. рис. 3.1). Угол отклонения должен быть менее $1,5^\circ$ для уменьшения износа каната и исключения неправильной намотки [3].

Обычно кронблок установлен на стальной раме. Шкивы кронблока размещены параллельно друг другу на валу. Каждый шкив заклеплен на двухрядном коническом роликовом подшипнике для уменьшения трения. Кроме того, на кронблоке расположен шкив для каната вспомогательной лебедки. Малый шкив для пенькового каната от фрикционных катушек также может быть закреплен на кронблоке.

ТАЛЕВЫЙ БЛОК И БУРОВОЙ КРЮК

Талевый блок по конструкции аналогичен кронблоку, имеет несколько отдельно закрепленных шкивов или блоков. Шкивы изготовляют из высококачественной стали. Каждый шкив установлен на антифрикционных подшипниках большого диаметра. Подшипники смазывают консистентной смазкой через канал в валу, на котором установлены шкивы. В общем случае диаметры шкивов кронблока и талевого блока должны

быть в 30—35 раз больше диаметра талевого каната, чтобы исключить износ и продлить срок службы каната. Канавки шкива — конической формы и входят в контакт с другой поверхностью каната под углом 150° [3]. Талевый блок должен удовлетворять следующим требованиям [3]:

быть коротким и малогабаритным, чтобы не занимать большого пространства в верхней части вышки;

иметь низко расположенный центр тяжести, чтобы противостоять опрокидывающему моменту из-за различий в навивке;

быть тяжелым, чтобы преодолеть трение каната о талевую систему при спуске ненагруженного блока;

не иметь выступов и острых кромок в целях безопасности рабочих.

Талевый блок часто совмещают с крюком в одно устройство, называемое крюкоблоком. Крюк используют для соединения талевого блока с вертлюгом и бурильной колонной.

МЕХАНИЗМ КРЕПЛЕНИЯ НЕПОДВИЖНОЙ СТРУНЫ ТАЛЕВОГО КАНАТА И ИНДИКАТОР ВЕСА

Механизм крепления неподвижной струны талевого каната состоит из станины и медленно вращающегося барабана, укрепленных на полу вышки или подвышечном основании. С помощью этого устройства можно закрепить неподвижную струну и измерить вес на крюке.

Вес на крюке измеряют с помощью трансформатора давления, который установлен между плечом рычага барабана и выступом станины. При спуске или подъеме груза на крюке в неподвижной струне возникает напряжение, обусловленное натяжением. Это натяжение преобразуется в гидравлическое давление в трансформаторе, которое передается по наполненному жидкостью трубопроводу к показывающему прибору — манометру, установленному на пульте бурильщика.

В процессе бурения часть веса на крюке передается на долото, причем величина нагрузки на долото зависит от размера и типа долота и свойств разбуриваемой породы. Индикатор веса снабжен двумя указателями: один показывает общий вес на крюке, второй — нагрузку на долото.

Для замера общего веса на крюке используют трансформатор давления в виде мембраны, устанавливаемой под ногой вышки. В этом случае напряжение в трансформаторе передается к индикатору веса на пульте бурильщика через трубопровод высокого давления.

ТАЛЕВЫЕ КАНАТЫ

Талевый канат изготовлен из нескольких прядей проволоки, навитых вокруг стального сердечника. Каждая прядь состоит из нескольких тонких проволок, навитых вокруг центрального сердечника. Существуют различные типы проволочных канатов: с круглой прядью, с плоской прядью, нераскручивающиеся (запорные свивки), полунераскручивающиеся, многопрядные.

Принципиальные различия между ними — конструкция, вес единицы длины, прочность на разрыв, число проволок в каждой пряди, количество прядей и тип сердечника. В бурении используют только канаты с круглой прядью.

КАНАТЫ С КРУГЛОЙ ПРЯДЬЮ

Канаты с круглой прядью наиболее широко используют в процессе СПО при бурении и в горнодобывающей промышленности. Они более гибкие и экономичные, чем канаты других типов, но требуют большего ухода.

Канаты с круглой прядью состоят из шести прядей, навитых вокруг органического волокнистого сердечника или вокруг проволочного каната, используемого в качестве сердечника. Канаты с сердечниками данного типа могут быть с одной или с несколькими центральными проволоками.

Канаты тросовой конструкции классифицируются по числу прядей, проволок в пряди и типу сердечника. На рис. 3.6 изображены канаты следующих типов:

тип А или $6 \times 9/9/1$, что означает шесть прядей, каждая из которых состоит из девяти наружных и девяти внутренних проволок и одного центрального сердечника; канат этого типа также можно обозначить 6×19 , что означает шесть прядей, содержащих девятнадцать проволок;

тип С или $6 \times 10/5/5/1$ (или 6×21).

Канаты с круглой прядью подразделяют по способу свивки прядей и проволок в прядях. Различают два типа свивки.

Свивка Ленга. Проволоки в прядях и пряди в канате этого типа свиты в одном направлении. Таким образом, свивка Ленга может быть правой или левой в зависимости от направления свивки. Этот тип свивки увеличивает износостойкость каната, однако они способны раскручиваться, если освободить их концы (кроме случая, когда проволоки до свивки в пряди предварительно деформируются и приобретают геометрические формы, соответствующие их положению в готовом канате).

Обычная свивка. При такой свивке проволоки в прядях и пряди в канате свивают в противоположных направлениях. Канаты этого типа имеют малую площадь износа и укороченный

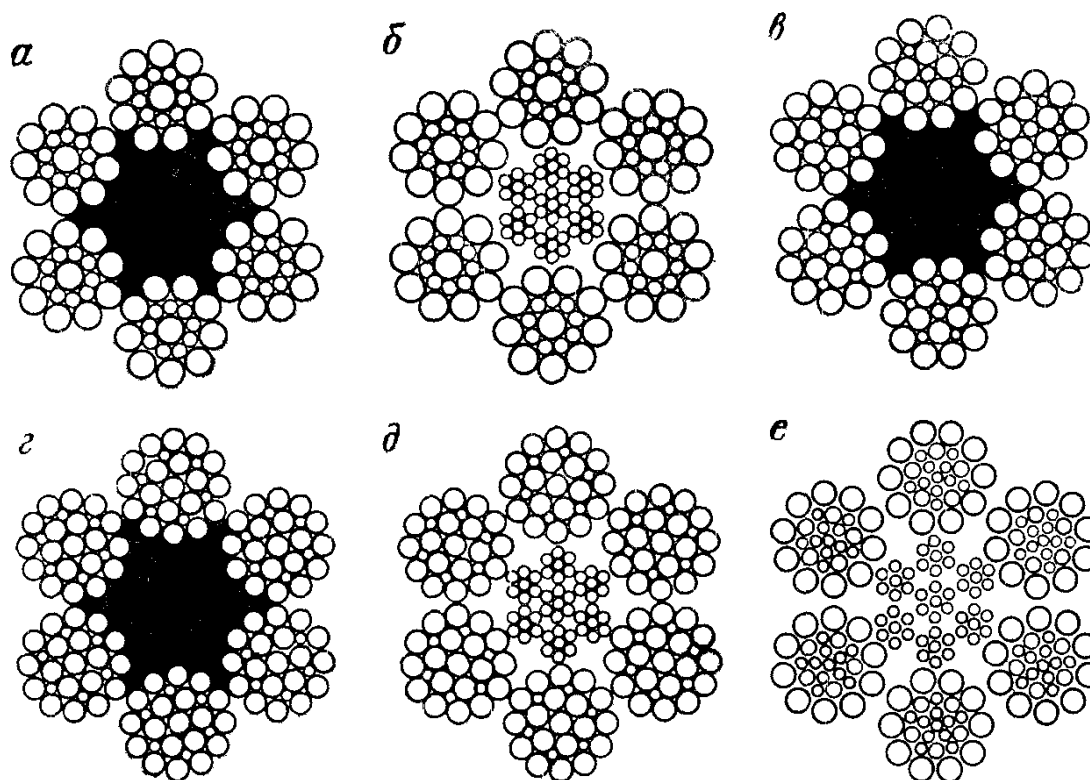


Рис. 3.6. Типовые конструкции проволочных канатов [7]:

а, б — 6×19 типа «Сил» с органическим сердечником и независимым сердечником в виде проволочного троса, *в, г* — 6×21 и 6×25 с органическими сердечниками; *д* — 6×25 с независимым сердечником в виде проволочного троса, *е* — 6×25 типа «Вэрингтон Сил» с независимым сердечником в виде проволочного троса

срок службы. Основное преимущество этих канатов — простота установки и эксплуатации по сравнению с канатами со свивкой Ленга.

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ ТАЛЕВОГО КАНАТА

Талевый канат представляет собой канат с круглой прядью и свивкой Ленга типа 6×19 с независимым сердечником в виде проволочного троса типа IWRC. Канаты этого типа изготовляют диаметром от 13 до 51 мм.

Кроме этих особенностей, проволочный канат определяют номинальным диаметром, весом единицы длины и прочностью на разрыв. В табл. 3.1 приведены данные о конструкции проволочного каната типа 6×19 с независимым сердечником. Этот тип наиболее широко используют в нефтяной промышленности. Данные канатов других типов указаны в стандарте АНИ [8].

**НОМИНАЛЬНАЯ ПРОЧНОСТЬ НА РАЗРЫВ ДЛЯ ПРОВОЛОЧНЫХ
КАНАТОВ ТИПА 6×19 ИЗ ПРОВОЛОКИ БЕЗ ЗАЩИТНОГО
МЕТАЛЛИЧЕСКОГО ПОКРЫТИЯ ИЛИ С ГАЛЬВАНИЧЕСКИМ ПОКРЫТИЕМ
С НЕЗАВИСИМЫМ СЕРДЕЧНИКОМ В ВИДЕ ПРОВОЛОЧНОГО ТРОСА (8)**

Номинальный диаметр, мм	Вес, Н/м	Номинальная прочность на разрыв, кН		Номинальный диаметр, мм	Вес, Н/м	Номинальная прочность на разрыв, кН	
		Улучшенная вы- сокоуглероди- стая сталь	Улучшенная вы- сокоуглероди- стая сталь мар- ки «Экстра»			Улучшенная вы- сокоуглероди- стая сталь	Улучшенная вы- сокоуглероди- стая сталь мар- ки «Экстра»
13,0	6,8	102	118	32,0	28,9	617	711
14,5	8,8	129	149	35,0	52,1	743	854
16,0	10,7	159	183	38,0	61,9	880	1010
19,0	15,5	228	262	42,0	72,6	1020	1170
22,0	21,1	308	354	45,0	84,4	1180	1360
26,0	27,5	399	460	48,0	96,7	1350	1550
29,0	34,8	503	578	51,0	110,0	1530	1760

СТАТИЧЕСКИЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ НА КРОНБЛОК (ИЛИ ВЫШКУ)

Анализ статических и динамических нагрузок на кронблок значительно упрощается, если шкивы кронблока и талевого блока рассматривать отдельно.

На рис. 3.7 изображена талевая система, в которой кронблок имеет два шкива, а талевый блок — один. При этом талевый блок всегда имеет на один шкив меньше, чем кронблок.

Натяжение ходовой струны определяется нагрузкой на барабан лебедки при вращении. Натяжение неподвижной струны передается на механизм для ее крепления. Нагрузка на крюке W определяется общей нагрузкой, воспринимаемой талевым блоком, включая вес блока.

В статических условиях нагрузка на крюке W будет восприниматься двумя струнами каната. Таким образом каждая струна воспримет нагрузку $W/2$, т. е. натяжение в ходовой и неподвижной струнах будет составлять $W/2$.

Статическая нагрузка на кронблок (SCL) равна сумме натяжения ходовой струны, веса на крюке и натяжения неподвижной струны или $SCL = W/2 + W + W/2 = 2W$.

Если кронблок имеет три шкива (рис. 3.8), то $SCL = W/4 + W + W/4 = 3W/2$.

Для статических условий натяжение ходовой струны равно натяжению неподвижной струны и составляет W/n , где n — число струн между талевым блоком и кронблоком.

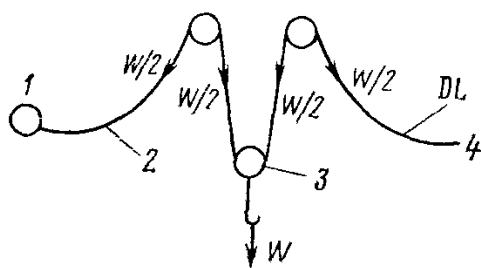


Рис 37. Схема статического и динамического нагружения кронблока с двумя шкивами:

1 — барабан лебедки, 2 — ходовая струна, 3 — талевый блок, 4 — механизм крепления неподвижной струны, DL — натяжение неподвижной струны

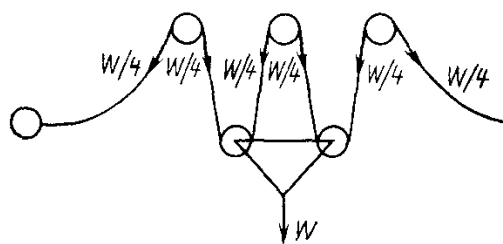


Рис 38 Схема статического и динамического нагружения кронблока с тремя шкивами

Для n струн статическая нагрузка на кронблок

$$SCL = \frac{W}{n} + W + \frac{W}{n} = W \left(1 + \frac{2}{n}\right) = W \left(\frac{n+2}{n}\right). \quad (3.1)$$

В динамических условиях, т. е. при движении каната, динамическая нагрузка на кронблок равна сумме натяжения ходовой струны, веса на крюке и натяжения неподвижной струны, причем натяжение ходовой струны увеличивается за счет кпд шкива при движении каната.

Определение кпд талевой системы

В талевой системе канат навивают на несколько шкивов, и натяжение, создаваемое барабаном лебедки, постепенно уменьшается по направлению к неподвижной струне вследствие потерь на трение в опорах шкивов и между канавкой шкива и канатом [4]. Коэффициент полезного действия талевой системы также уменьшается за счет сил внутреннего трения в канате и сил сопротивления в скважине.

Для определения кпд талевой системы при подъеме воспользуемся рис. 3.9.

Введем следующие обозначения: EF — кпд талевой системы; K — коэффициент сопротивления шкива; n — число струн, идущих к талевому блоку, или число работающих шкивов; FL ,

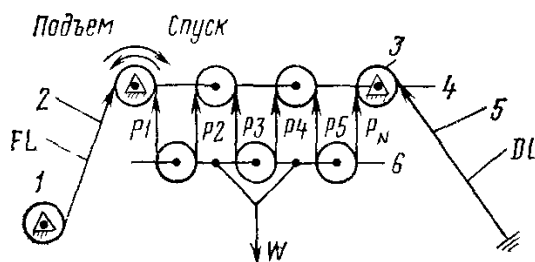


Рис. 3.9. К определению влияния трения на кпд талевой системы

1 — барабан лебедки, 2, 5 — ходовая и неподвижная струны, 3 — неподвижный шкив, 4 — кронблок, 6 — талевый блок

DL — натяжение соответственно в ходовой и неподвижной струнах.

Рассмотрим натяжение ходовой струны. Трение в первом шкиве уменьшит натяжение FL до величины $P_1 = (FL)K$, натяжение во второй струне уменьшится до величины $P_2 = P_1K$, или $P_2 = (FL)K^2$.

Аналогично можно записать:

$$W = P_1 + P_2 + \dots + P_n = (FL)(K + K^2 + \dots + K^n). \quad (3.2)$$

Если n — число струн, воспринимающих вес на крюке W , то

$$W = P_1 + P_2 + \dots + P_n = FL(K + K^2 + \dots + K^n).$$

Слагаемые в скобках образуют геометрическую прогрессию, сумма которой равна [8] $K(1 - K^n)/(1 - K)$.

Таким образом

$$W = (FL) \frac{K(1 - K^n)}{1 - K} \quad \text{или} \quad FL = W \frac{1 - K}{K(1 - K^n)}. \quad (3.3)$$

При отсутствии трения $FL = P_1 = P_2 = \dots = P_n$, в этом случае

$$W = P_{AV}n \quad \text{или} \quad P_{AV} = W/n, \quad (3.4)$$

где P_{AV} — среднее натяжение в струне талевой системы.

Следовательно, кпд талевой системы представляет собой отношение уравнения (3.4) к уравнению (3.3), т. е.

$$EF = P_{AV}/(FL) \quad \text{или} \quad EF = \frac{K(1 - K^n)}{n(1 - K)}. \quad (3.5)$$

Пример 3.1. Найти кпд для талевой системы, имеющей восемь струн каната. Значение $K = 0,9615$.

Решение Определим по формуле (3.5)

$$EF = \frac{0,9615(1 - 0,9615^8)}{8(1 - 0,9615)} = 0,842.$$

Используя уравнение (3.5), можно найти значения кпд талевой системы при коэффициенте трения шкива 0,9615 для различного числа струн каната.

Число струн	6	8	10	12
Кпд	0,874	0,842	0,811	0,782

При спуске кпд талевой системы и натяжение в ходовой струне определяют по формулам [6]:

$$(EF)_{\text{сп}} = \frac{nK^n(1 - K)}{1 - K^n}. \quad (3.6)$$

$$(FL)_{\text{сп}} = \frac{WK^{-n}(1 - K)}{1 - K^n}. \quad (3.7)$$

Вес на крюке, натяжение в ходовой и неподвижной струнах

Согласно рис. 3.9 вес на крюке

$HL = W = \text{Вес бурильной (или обсадной) колонны в буровом растворе} + \text{Вес талевого блока, крюка и т. д.}$ (3.8)

Вес на крюке воспринимается струнами, число которых равно n , и при отсутствии трения натяжение в ходовой струне $FL = HL/n$.

Вследствие трения натяжение ходовой струны увеличивается за счет кпд талевой системы, т. е. можно записать:

$$FL = HL/[n(EF)]. \quad (3.9)$$

В статических условиях натяжение в неподвижной струне составляет $(HL)/n$.

При движении необходимо учесть трение в шкивах

$$DL = (HL) K^n/[n(CF)]. \quad (3.10)$$

Если прочность каната на разрыв известна, то рассчитывают допускаемый запас прочности DF , равный отношению номинальной прочности проволоочного каната к максимальной нагрузке на одну струну или отношению номинальной прочности проволоочного каната к натяжению ходовой струны.

Допускаемый запас прочности для проволоочных канатов учитывает износ и ударные нагрузки. Его величина зависит от производимой работы. АНИ рекомендует минимальный $DF=3$ для подъемных операций и $DF=2$ при спуске и расхаживании прихваченных обсадных колонн [8].

Требования к мощности лебедки

Мощность лебедки определяется натяжением ходовой струны и ее скоростью.

При перемещении веса на крюке, например на единицу длины, ходовая струна должна переместиться на расстояние в n раз большее, чтобы подать на талевый блок канат необходимой длины, т. е.

$$v_f = nv_L, \quad (3.11)$$

где v_f — скорость ходового конца струны; v_L — скорость талевого блока или любой из струн.

Мощность на барабане лебедки $N = (FL) v_f$.

Из уравнений (3.9) и (3.11) получим

$$N = \frac{HL}{n(EF)} nv_L, \text{ или } N = (HL) v_L/(EF). \quad (3.12)$$

Общая мощность лебедки определяется с учетом кпд цепных передач и валов.

Пример 3 2 Пусть используют талевый канат диаметром 38 мм с 10 струнами из улучшенной высокоуглеродистой стали марки «Экстра». Глубина скважины 3048 м. Бурильная колонна состоит из труб с наружным и внутренним диаметрами 127 и 108,61 мм, весом 284,6 Н/м и УБТ длиной 152 м с наружным и внутренним диаметрами 203 и 71 мм, весом 21876 Н/м. Плотность бурового раствора 1200 кг/м³, кпд каната 0,9615. Требуется найти 1) вес бурильной колонны в воздухе и буровом растворе; 2) вес на крюке с учетом, что вес талевого блока и крюка составляет 106 572,5 Н; 3) натяжения в неподвижной и ходовой струнах каната при кпд=0,81; 4) динамическую нагрузку на кронблок; 5) коэффициент запаса прочности при спуске обсадной колонны из 177,8-мм труб весом 423,79 Н/м; 6) а также выбрать конструкцию каната для условий бурения, если прочность на разрыв проволоки составляет 1010 кН (см. табл. 3 1)

Решение 1. Вес бурильной колонны в воздухе:

$$\text{Вес бурильных труб} + \text{Вес УБТ} = (3048 - 152) 284,6 + 1 522 187,6 = 1 156 716,8 \text{ Н.}$$

Вес бурильной колонны в буровом растворе:

$$\text{Коэффициент выталкивания} \times \text{Вес в воздухе} = \left(1 - \frac{1200}{7850}\right) 1 156 716,8 = 983 209,3 \text{ Н.}$$

2. Вес на крюке НЛ составляет

$$\text{Вес бурильной колонны в растворе} + \text{Вес талевого блока и крюка} = 983 209,3 + 106 572,5 = 1 089 781,8 \text{ Н}$$

3. Натяжение в неподвижной струне определим по формуле (3.10)

$$DL = \frac{1089781,8}{10} \frac{(0,9615)^{10}}{0,81} = 90854,7 \text{ Н.}$$

Натяжение ходовой струны каната найдем по формуле (3.9)

$$FL = 1089781,8 / (10 \cdot 0,81) = 134541 \text{ Н.}$$

4 Динамическая нагрузка на кронблок:

$$(DL) + (FL) + (HL) = 90854,7 + 134541 + 108978,8 = 1315177,5 \text{ Н.}$$

5. Запас прочности каната находим следующим образом:

$$\frac{\text{Прочность на разрыв}}{\text{Натяжение ходовой струны}} = \frac{1010000}{134541} = 7,5.$$

6. Определим вес обсадной колонны из труб 177,8 мм в буровом растворе:

$$\left(1 - \frac{1200}{7850}\right) 3048 \cdot 423,79 = 1097955,1 \text{ Н.}$$

Общий вес на крюке при спуске обсадной колонны в скважину:

$$\text{Вес обсадной колонны в растворе} + \text{Вес талевого блока и крюка} = 1 097 955,1 + 106 572,5 = 1 204 527,6 \text{ Н.}$$

При этом натяжение ходовой струны каната

$$FL = 1204527,6 / (10 \cdot 0,81) = 148707,1 \text{ Н.}$$

Таким образом, коэффициент запаса прочности при спуске обсадной колонны

$$DF = 1010000 / 148707,1 = 6,8.$$

Работа талевого каната

Срок службы талевого каната можно оценить работой, произведенной при бурении, ловильных работах, отборе керна, спуске обсадных колонн и других операциях с учетом напряжений при нагрузках, которые связаны с ускорением и торможением груза на крюке, а также с учетом вибраций и изгибающих напряжений при контакте каната с канавками барабана и шкивов (стандарт АНИ Р9В, часть 4) [9].

Вследствие большого числа вариантов нагрузок АНИ рекомендует рассчитывать срок службы каната путем оценки работы каната при подъеме и спуске грузов, СПО, бурении, отборе керна и спуске обсадных колонн. Число уравнений, необходимых для нахождения срока службы талевого каната, определяется требованиями стандарта АНИ Р9В [9].

Спуско-подъемные операции включают спуск и подъем бурильной колонны при бурении (см. гл. 1).

I. Работа при СПО подвижной части талевой системы. При спуске каждой свечи бурильной колонны талевая компоновка, включающая талевый блок, крюк, штропы и элеватор, общим весом M , проходит расстояние, приблизительно равное двум длинам свечи ($2L_s$).

Поэтому в данном случае работа талевого каната

$$WD = \text{Сила} \times \text{Расстояние} = M2L_s. \quad (3.13)$$

Для n свечей можно записать

$$WD = nM2L_s.$$

При подъеме колонны из скважины производится аналогичное количество работы. Следовательно, работа каната по перемещению талевой компоновки за один полный спуско-подъем

$$2(nM2L_s) = 4ML_sn.$$

Для скважины глубиной D можно принять $L_sn = D$. Поэтому работа подвижной части талевой компоновки

$$(WD)_{т.к} = 4MD. \quad (3.14)$$

II. Работа при СПО бурильной колонны. Пусть

$$WD = \text{Средний вес спущенной колонны} \times \text{Глубина.}$$

Можно записать:

$$\text{Средний вес} = (\text{Начальный вес} + \text{Конечный вес})/2 = (\text{Вес 1 свечи} + \text{Вес } n \text{ свечей})/2.$$

Средний вес с учетом сил выталкивания в жидкости равен $(W_e L_s + W_e L_s n)/2$, где W_e — эффективный вес 1 м бурильной колонны в растворе.

Окончательно можно записать, что работа бурильной колонны

$$WD = \frac{1}{2} (W_e L_s + M_e L_s n) D = \frac{1}{2} (W_e L_s + W_e D) D,$$

причем влияние трения одинаково при спуске и подъеме, поэтому значения WD при подъеме и спуске бурильной колонны равны. Для работы при СПО бурильной колонны приближенно находим

$$WD = 2(1/2)(W_e L_s + W_e D) D \text{ или } WD = W_e (L_s + D) D. \quad (3.15)$$

III. Работа при СПО УБТ. В указанные выше уравнения необходимо ввести поправку на вес УБТ, так как предполагается, что бурильная колонна достигает забоя скважины.

Работа по подъему УБТ

$$(WD)_{п. \text{ УБТ}} = 2CD, \quad (3.16)$$

где C — эффективный вес УБТ в растворе (рис. 3.10),

$$C = (LW_{dc} - LW_{dp})(BF),$$

где W_{dc} , W_{dp} — вес соответственно УБТ и бурильной колонны в воздухе; L — длина УБТ.

IV. Общая работа при спуско-подъемных операциях

$$T_r = 4MD + W_e (L_s + D) D + 2CD. \quad (3.17)$$

Работа талевого каната в процессе бурения при СПО определяется следующими операциями [9] (см. также гл. 1): 1) бурением на длину ведущей трубы; 2) подъемом на длину ведущей трубы; 3) проработкой на длину ведущей трубы; 4) подъемом на длину ведущей трубы; 5) постановкой ведущей трубы в шурф; 6) наращиванием трубы (или двухтрубки); 7) спуском бурильной колонны в скважину; 8) свинчиванием ведущей трубы и продолжением бурения.

Первая и вторая операции составляют один цикл WD , третья и четвертая — один цикл WD , седьмая операция — $1/2$ цикла WD ; пятая, шестая и восьмая операции — приближенно $1/2$ цикла WD . Поэтому можно записать, что общая работа

$$WD = 3T_r.$$

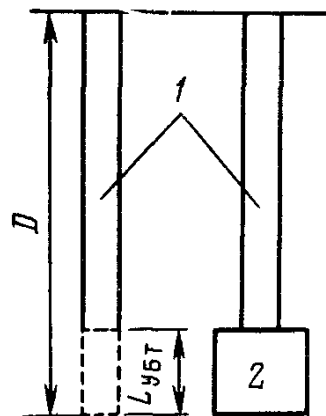
При бурении с глубины d_1 до d_2 работа талевого каната определяется по формуле

$$T_d = 3T_r = 3(T_2 - T_1), \quad (3.18)$$

где T_2 , T_1 — работа талевого каната на глубине d_2 и d_1 соответственно.

Отбор керна. При этих операциях применяется следующий порядок работ: 1) бурение на длину керноприемного устройства; 2) подъем на длину ведущей трубы; 2) постановка веду-

Рис. 3.10. Схема к расчету поправок на вес УБТ:
 1 — бурильная колонна; 2 — УБТ; D — глубина скважины;
 $L_{УБТ}$ — длина УБТ



щей трубы в шурф; 4) наращивание бурильной трубы; 5) спуск бурильной колонны в скважину; 6) присоединение ведущей трубы.

Первая и вторая операции составляют один цикл WD, пятая операция — $1/2$ цикла WD, третья, четвертая и шестая операции — $1/2$ цикла WD. Поэтому общая работа при отборе керна равна удвоенной общей работе при СПО до забоя или:

$$T_c = 2(T_2 - T_1), \quad (3.19)$$

где T_2 — работа на один спуско-подъем на глубину d_2 , на которой отбор керна прекращается до подъема коронки из скважины; T_1 — работа на спуско-подъем на глубину d_1 , на которой начался отбор керна.

Спуск обсадной колонны. Общая работа WD в этом случае подсчитывается как при СПО бурильной колонны, но эффективный вес W_e — это вес обсадной колонны. Кроме того, спуск обсадной колонны — это работа в одном направлении, и поэтому WD при СПО для обсадной колонны умножается на $1/2$. Дополнительный вес УБТ в этом расчете не учитывают.

Поэтому можно записать, что работа при спуске обсадной колонны

$$T_r = \frac{1}{2} [4MD + W_{cs} (L_s + D) D], \quad (3.20)$$

где W_{cs} — эффективный вес 1 м обсадной колонны в растворе; L_s — длина обсадной трубы.

ОЦЕНКА СРОКА СЛУЖБЫ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПЕРЕПУСКА ТАЛЕВОГО КАНАТА

Большая часть работы талевого каната определяется суммой выражений (3.17), (3.18), (3.19) и (3.20).

Срок службы талевого каната может быть увеличен путем периодического перепуска и отбраковки (вырубки) необходимых длин каната, чтобы интервал, испытывающий наибольшие

**ЗНАЧЕНИЯ РАБОТЫ ДЛЯ ТАЛЕВОГО КАНАТА МЕЖДУ ПЕРЕПУСКАМИ
ПРИ КОЭФФИЦИЕНТЕ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ ПРИ $DF=5$
ПО РЕКОМЕНДАЦИИ АНИ (9)**

Диаметр талевого каната, мм	Работа каната между перепусками, МДж	Диаметр талевого каната, мм	Работа каната между перепусками, МДж
26	5 166	35	16 359
29	6 888	38	22 386
32	9 471		

напряжения, не оставался на одном месте. Эти интервалы обычно находятся в изгибах шкивов кронблока, талевого блока и на барабане лебедки [9].

Периодичность отрезания кусков каната определяется общей работой при бурении, СПО и других операциях, а также типом и диаметром каната и местными условиями. Для побережья Мексиканского залива в США АНИ рекомендует использовать табл. 3.2 для расчета периодичности отрезания кусков в единицах работы для данного размера каната.

Длина отрезаемого куска каната зависит от диаметра барабана лебедки и высоты вышки. АНИ рекомендует табл. 3.3. для расчета длин отрезаемых кусков каната в единицах, равных длине витка каната на барабане лебедки [9].

Для барабанов с двухзаходной спиральной канавкой необходимо добавить длину четверти витка к длине отрезаемого куска, рассчитанного по табл. 3.3. Для других типов канавок необходимо добавить полвитка к расчетной длине.

Нужно отметить, что периодичность перепуска каната, представленная в табл. 3.2, определена при запасе прочности $DF=5$. Для других значений запаса прочности периодичность должна быть изменена, как показано в следующем примере.

Пример 3.3. Найти общую работу талевого каната между перепусками и длину отбракованной части, если используется 32-мм канат; диаметр барабана лебедки составляет 762 мм, а высота вышки — 41,4 м (запас прочности принимают равным 3,5).

Решение. 1. Из табл. 3.2 для каната диаметром 32 мм находим при запасе прочности $DF=5$, что общая работа талевого каната между перепусками составляет $9471 \cdot 10^6$ МДж.

При запасе прочности 3,5 общая работа равна $9471 \cdot 10^6 \cdot (3,5/5) = 6630 \cdot 10^6$ МДж.

2 Из табл. 3.3 для вышки высотой 41,5 м и при барабане диаметром 762 мм находим число витков каната, отрезаемых при перепуске, составляющее 10,5. У вышки высотой 41,5 м используют барабан с канавками типа «Спираль», поэтому примем, что число витков каната, отрезаемых при перепуске равно $10,5 + 0,25 = 10,75$.

Определим длину этих витков на барабане диаметром 762 мм:

$$\pi 762 \cdot 10,75 = 25721,3 \text{ мм} \approx 25,7 \text{ м.}$$

Таким образом, длина отрезаемой части каната составляет 25,7 м.

Пример 3.4. Для данных примера 3.2 определить работу каната при СПО бурильной колонны на глубину 3048 м; работу каната при спуске обсадной колонны на глубину 3048 м, если длина одной обсадной трубы равна 12,2 м; коэффициент запаса прочности при спуске обсадной колонны из 244,5-мм труб на глубину 3048 м; работу каната при бурении с отбором и без отбора керна в интервале 3048—3103 м.

Решение. 1. Из данных и примера 3.2 можно записать $D=3048$ м, $L_s=28,4$ м, $L_{УБТ}=152$ м, $BF=0,85$, $M=106572,5$ Н, $W_{dc}=2187,6$ Н/м, $W_{dp}=284,6$ Н/м.

2. Определим эффективный вес УБТ в растворе:

$$C = (L_{УБТ} W_{dc} - L_{УБТ} W_{dp}) (BF) = \\ = (152 \cdot 2187,6 - 152 \cdot 284,6) 0,85 = \\ = 246125 \text{ Н.}$$

3. Воспользуемся формулой (3.17) и найдем общую работу при СПО бурильной колонны на глубину 3048 м:

$$T_r = 4 \cdot 106572,5 \cdot 3048 + 284,6 \times \\ \times 0,85 (28,4 + 3048) 3048 + 2 \times \\ \times 246125 \times 3048 = 5066474 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

4. Общая работа каната при спуске обсадной колонны будет равна:

$$T_r = \frac{1}{2} [D (L_0 + D) W_{с.о} + MD] = \\ = \frac{1}{2} 3048 (12,2 + 3048) \times \\ \times 525 \cdot 0,85 + 106572,5 \cdot 3048 = \\ = 4493695 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

5. Вес обсадной колонны из труб диаметром 244,5 мм в буровом растворе равен

$$\left(1 - \frac{1200}{7850}\right) 3048 \cdot 525 = 1360170 \text{ Н.}$$

6. Общий вес на крюке при спуске обсадной колонны в скважину равен

$$1360170 + 106572,5 = 1466742,5 \text{ Н.}$$

7. Натяжение ходовой струны при этом

$$FL = \frac{14667 \cdot 42,5}{10 \cdot 0,81} = 181079,3 \text{ Н.}$$

ТАБЛИЦА 3.3

ЧИСЛО ВИТКОВ, КАНАТА, ОТРЕЗАЕМЫХ ПРИ ПЕРЕПУСКЕ [9]

Высота вышки, м	Диаметр барабана, мм													
	279,4	330,2	355,6	406,4	457,2	508,0	558,8	609,6	660,4	711,2	762,0	812,8	863,6	914,4
57	—	—	—	—	—	—	—	—	—	15,5	14,5	13,5	12,5	11,4
43,3; 43,6; 44,8	—	—	—	—	—	—	—	13,5	12,5	11,5	11,5	10,5	—	—
40,5; 41,5; 42,1	—	—	—	—	—	15,5	14,5	12,5	11,5	11,5	10,5	9,5	—	—
38,4; 39,3; 39,9	—	—	—	—	15,5	14,5	12,5	12,5	11,5	10,5	9,5	9,5	—	—
28,7; 29,3; 30,5	—	19,5	17,5	14,5	12,5	11,5	10,5	9,5	9,5	8,5	—	—	—	—
26,5	—	17,5	14,5	12,5	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20,1	12,5	11,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

8. Коэффициент запаса прочности при спуске обсадной колонны

$$CF = 1010000/181079,3 = 5,6.$$

9. Работа каната при бурении с отбором керна в интервале 3048—3103 м определяется формулой (3.19)

$$T_c = 2(T_2 - T_1).$$

где T_2 и T_1 — работа при СПО на глубину 3103 и 3048 м.

В рассматриваемом случае $T_1 = T_r = 5\,066\,474 \cdot 10^3$ Н·м. Находим

$$T_2 = 4 \cdot 106572,5 \cdot 3103 + 284,6 \cdot 0,85 (28,4 + 3103) 3103 + 2 \cdot 246125 \cdot 3103 = \\ = 5200798 \cdot 10^3 \text{ Н·м.}$$

Таким образом, окончательно

$$T_c = 2(5200798 \cdot 10^3 - 5066474 \cdot 10^3) = 268648 \cdot 10^3 \text{ Н·м.}$$

10. Работа каната при бурении интервала 3048—3103 м определяется по формуле (3.18)

$$T_d = 3(5200798 \cdot 10^3 - 5066474 \cdot 10^3) = 402971 \text{ Н·м.}$$

БУРОВАЯ ВЫШКА

Буровая вышка представляет собой конструкцию с квадратным поперечным сечением из специальной конструкционной стали с пределом текучести более 227,37 МПа. Она состоит из четырех опор, соединенных горизонтальными поясами. Пояса усиливают крепежными элементами.

На полу вышки, который укреплен на подвышечном основании установлено буровое оборудование. Подвышечное основание включает фундамент вышки и станину ротора. Основание вышки состоит из четырех стоек, соединенных крепежными элементами. Основание ротора состоит из балок, стоек и раскосов для опор. Высота основания над уровнем поверхности зависит от размеров основания вышки (или нижней базы). Для базы размером 7,5—8 м (сторона квадрата) высота подвышечного основания составляет 2,25 м; для базы размером 9,1 м высота основания — 2,25, 3,05 или 4,25 м [10]. Техническая характеристика вышек по весу бурильной колонны на подсвечнике и скорости ветра приведена в стандарте АНИ 4А [10].

Высота подвышечного основания зависит от размеров и рабочего давления устьевого оборудования — колонной головки и противовыбросового оборудования, которые устанавливаются на устье под ротором. Глубокая скважина, в которой ожидаются высокие давления, должна иметь более высокое основание для установки колонной головки и превенторов.

Согласно рис. 3.11 стандартная вышка характеризуется следующими показателями [10]:

высота А — вертикальное расстояние по средней оси опоры вышки от верхней точки балок пола вышки до нижней точки подкронблочной рамы;

сторона квадрата нижней базы В — расстояние между наружными точками смежных ног в верхней плоскости базы;

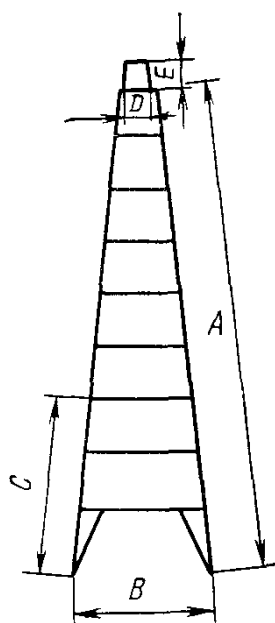


Рис. 3.11. Стандартные размеры вышки [9]

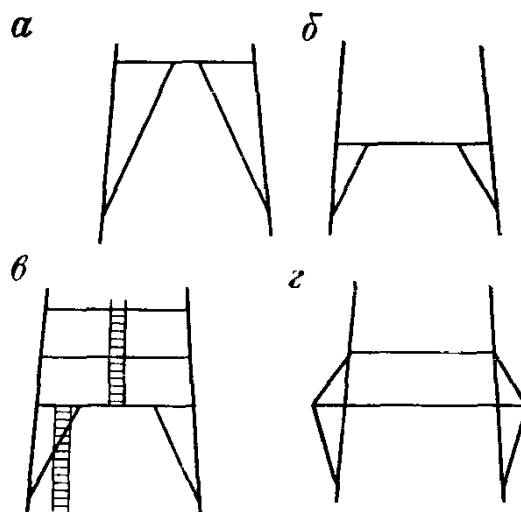


Рис. 3.12. Ворота вышки [9]:

a — V-образные; *б, в* — лебедочного типа; *г* — лестничного типа

высота ворот C — расстояние, измеряемое параллельно центральной линии вышки от верхней плоскости базы (на рис. 3.12 изображены различные виды ворот);

сторона квадрата наголовника D — сторона квадрата, куда устанавливается кронблок;

высота E — высота козел плоскости подкронблочной рамы (козлы используют для подъема кронблока при его установке).

ТИПЫ СТАЛЬНЫХ ВЫШЕК

Стальные вышки бывают двух типов.

Обычные (стандартные) вышки. Эти вышки представляют собой конструкцию, соединенную на болтах, которую собирают последовательно секциями. Обычные вышки используют в морском бурении с платформ, где эти вышки не демонтируются при бурении определенного количества скважин.

Складные (передвижные) вышки (или мачты). Вышки мачтового типа шарнирно закреплены на своей базе и опускаются в горизонтальное положение с помощью буровой лебедки после заканчивания скважин. Вышка демонтируется на несколько соединяющихся штифтами секций, каждую из которых может увезти большегрузный автомобиль. Этот тип вышек обычно используют при бурении на суше, где после заканчивания каждой скважины установка должна быть перемещена на новую точку. Например, на Ближнем Востоке расстояние между точками обычно от 8 до 32 км. На новом месте секции быстро соединяют штифтами, после чего вышку мачтового типа подни-

мают в вертикальное положение проволочным канатом с мощностью буровой лебедки.

ЗАДАЧИ

1 Имеем следующие данные о глубокой скважине: глубина скважины 3658 м, талевый канат — диаметр 35 мм, восемь струн оснастки при КПД талевой системы 0,841 и $K=0,9615$; плотность бурового раствора 1900 кг/м³; диаметр барабана 761 мм, двухзаходная спиральная канавка; вышка — высота 43 м, грузоподъемность 4448 кН; прочность на разрыв талевого каната 590 кН; бурильная колонна — масса 1 м составляет 29,02 кг/м; УБТ — длина 200 м, масса 1 м составляет 449 кг/м; вес талевого блока, крюка и т.д. 102,3 кН; обсадная колонна — диаметр 339,7 мм, масса 1 м составляет 81,2 кг/м, длина свечи 28 м.

Определить: а) запас прочности при бурении до глубины 3658 м; б) динамическую нагрузку на кронблок; в) работу талевого каната (МДж) при СПО на глубину 3658 м; г) вес бурильной колонны в воздухе (на подсвечнике); д) работу талевого каната (МДж) при спуске обсадной колонны, если длина одной обсадной трубы 12,2 м; е) запас прочности талевого каната, если указанную обсадную колонну спускают на глубину 3658 м, и динамическую нагрузку на кронблок на этой глубине; ж) способ увеличения запаса прочности, если он меньше 2 (см п. е.); з) работу талевого каната между перетяжками; и) длину отрезаемых при перетяжке кусков каната.

Допускается применять данные табл. 3.2

Ответы: 2,6; 1940 903 Н; 5389 МДж; 1747 кН; 2880 МДж; 1,7 и 2934 512 Н, увеличить число струн талевой системы; 5304 МДж; 28,13 м.

2. Необходимо заказать талевый канат для новой буровой установки. Высота вышки 38 м, диаметр барабана лебедки 660 мм. Ожидаемая работа каната 4000 МДж. Инженер выбрал канат диаметром 32 мм и оснастку талевой системы с восемью струнами, навитыми на кронблок. Из опыта известно, что для каната диаметром 32 мм перетяжку нужно делать при совершении им работы 229 МДж/м.

Найти длину и вес каната. Допустим, что диаметр шкива равен 30 диаметрам каната и минимум 10 витков каната должно оставаться на барабане лебедки. Вес каната диаметром 32 мм равен 43 Н/м.

Ответ: 433 м; 18,27 кН.

Список литературы

1. *National Supply Company. Manufacturing Catalogue*, 1983, Cheadle Heath, Stockport, England.

2. *McGhee E. Draw-works and compound transmission*.— *Oil and Gas Journal*, 1958.

3. *Fredhold A. Crown and travelling block*— *Petroleum Engineer*, 1955, December.

4. *API Bull. D10 Procedure for Selecting Rotary Drilling Equipment*— *API Production Department*, 1982.

5. *Cordrey R. Depth ratings of draw-works mean more than horsepower*— *Oil and Gas Journal*, 1980, June, 9.

6. *Cordrey R. Personal communication*, 1984.

7. *Crake W. S. Fitting drilling rigs to their job—whether rig is new or old*.— *SPE Reprint Series*, 1973.

8. *API Spec. 9A Specification for Wire-rope*.— *API Production Department*, 1976.

9. *API RP9B. Recommended Practice on Application, Care and Use of Wire-rope for Oilfield Service*.— *API Production Department* 1980.

10. *API Std. 4A. Specification for Steel Derricks*.— *API Production Department*, 1967.

Буровое долото — неотъемлемая часть бурильной колонны, и его правильный выбор невозможно переоценить. Буровое долото разрушает породу в результате совместного действия осевой нагрузки и крутящего момента. Разрушенная порода вымывается с забоя буровым раствором, позволяя долоту разрушать вновь образованную поверхность. В результате этого процесса — разрушения породы и очистки забоя — образуется ствол скважины.

В данной главе изложены результаты работы шарошечных долот для роторного бурения и приведен краткий обзор типов долот с алмазными поликристаллическими вставками.

ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

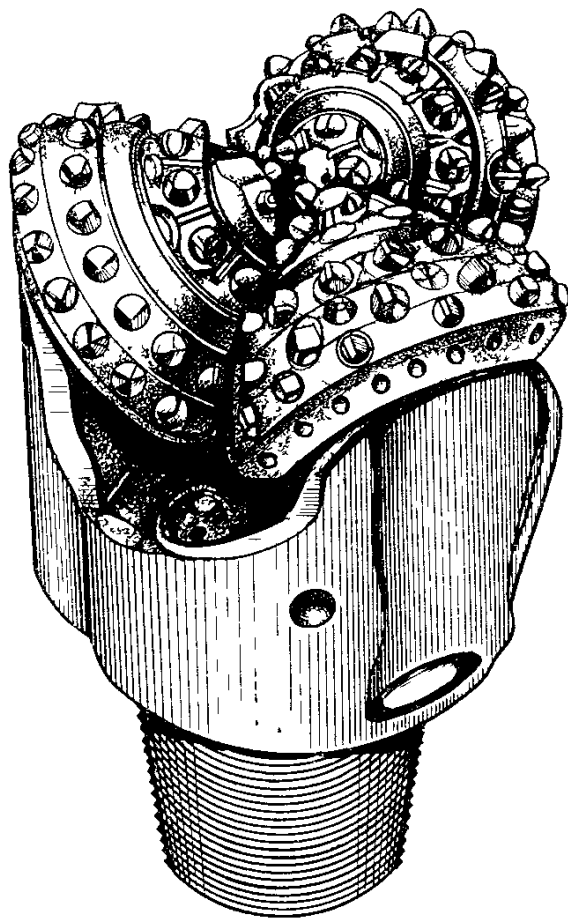
Шарошечное долото состоит из шарошек конической формы, которые вращаются вокруг собственной оси и оси долота.

Эти долота наиболее широко используют при бурении нефтяных скважин, а также месторождений твердых полезных ископаемых и для целей гражданского строительства. Впервые эти долота были применены в 1920 г. В настоящее время бурение 95 % объема проходки нефтяных скважин осуществляется шарошечными долотами [1].

Шарошки долота снабжены фрезерованными зубцами, выполненными из тела шарошки, или вставками карбида вольфрама. Долота с фрезерованными зубцами используют при бурении мягких пород, а штыревые долота — средних и твердых горных пород.

Существуют три типа шарошечных долот:

Рис. 41 Штыревое долото со вставками из карбида вольфрама



1) двухшарошечные долота, изготавливаемые в настоящее время только с фрезерованными зубцами, что ограничивает их применение для мягких пород;

2) трехшарошечные долота, которые изготавливают как с фрезерованными зубцами, так и с вставками из карбида вольфрама (рис. 4.1); изложенное ниже, в основном, относится к трехшарошечным долотам;

3) четырехшарошечное долото, которое изготавливают только с фрезерованными зубцами и используют в настоящее время для скважин большого диаметра, т. е. 660,4 мм и более.

ТРЕХШАРОШЕЧНОЕ ДОЛОТО

В трехшарошечном долоте применяют три режущих шарошки, каждая из которых укреплена на лапе на соответствующем подшипниковом узле. На рис. 4.2 и 4.3 приведены элементы долот с фрезерованными зубьями и со вставками из карбида соответственно.

Трехшарошечное долото состоит из трех одинаковых по размеру шарошек и трех идентичных лап (рис. 4.4). Три лапы сварены вместе и образуют цилиндрическую секцию, которая имеет резьбу для присоединения к бурильной колонне. В каждой лапе выполнено отверстие (для циркуляции раствора), диа-

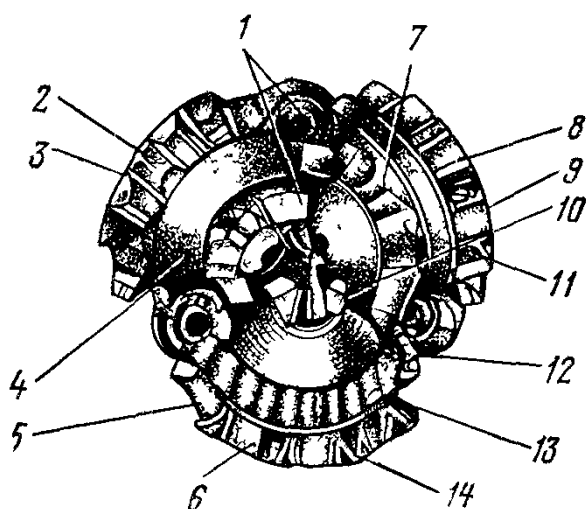


Рис. 4.2 Элементы долота с фрезерованными зубцами:

1, 7 — вершина и основание зуба, 2 — зубец, 3, 6, 8 — шарошки № 2, 1 и 3 соответственно, 4 — межвенцовая расточка, 5 — выемка между зубцами, 9 — промывочная канавка, 10 — копьевидная вершина; 11, 14 — калибрующие поверхности периферийных зубцов с режущими кромками соответственно L и T образной формы, 12 — тыльная сторона шарошки с твердым покрытием; 13 — направляющая поверхность шарошки

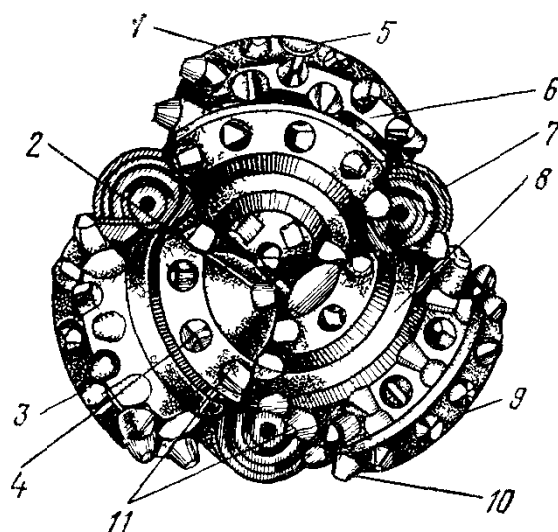


Рис. 4.3 Элементы долота со вставками из карбида вольфрама [1]:

1, 3, 9 — шарошки № 2, 1 и 3 соответственно, 2 — штыри с пикообразной рабочей головкой, 4 — удлиненные штыри с пикообразной рабочей головкой, 5 — плоские твердосплавные вставки, 6 — шаг (переменный) между твердосплавными вставками, 7 — отверстие насадки; 8 — межвенцовая расточка (канавка), 10 — штыри с пикообразной рабочей головкой калибрующего венца шарошки, 11 — штыри внутреннего венца шарошки

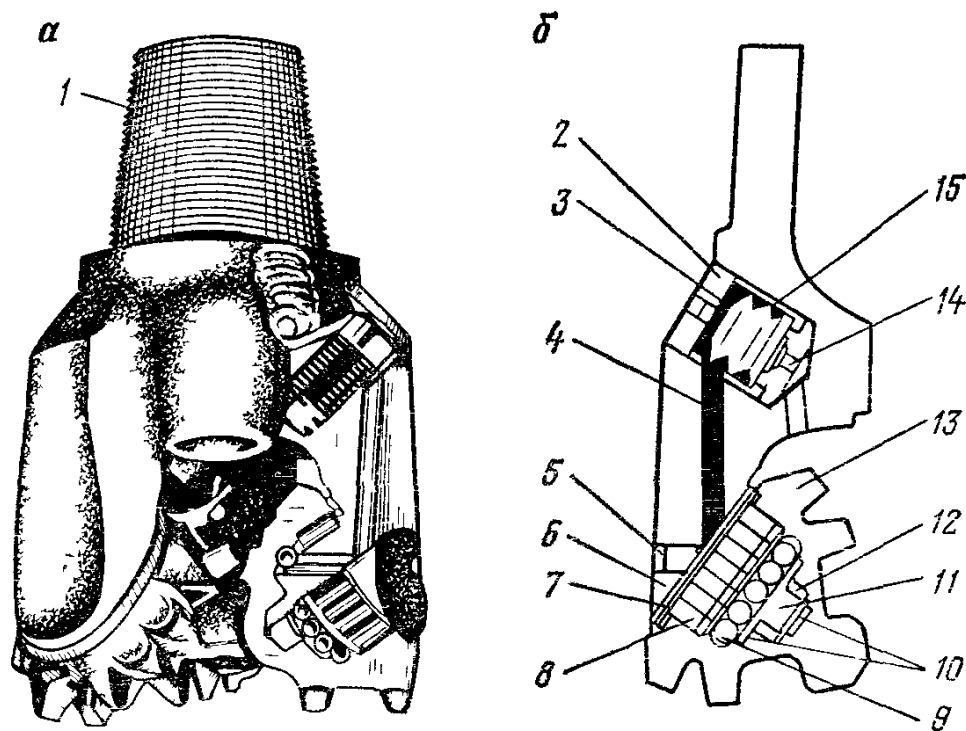


Рис 44 Долото с герметизированной опорой [1]:

а — общий вид, *б* — лапа, 1 — ниппель, 2 — приварная крышка (пробка), 3 — смазка, 4 — канал для смазки, 5 — приварной замковый палец, 6 — козырек лапы, 7 — сальниковое уплотнение подшипников, 8 — наружный роликовый подшипник, 9 — шариковый подшипник, 10 — концевой опорный подшипник, 11 — цапфа, 12 — втулка цапфы, 13 — шарошка, 14 — уравнильное отверстие, 15 — диафрагменный компенсатор (сильфон)

метр которого может изменяться путем установки насадок различных диаметров (см. рис. 4.3). Насадки используют, чтобы создать сужение для получения высокой скорости истечения жидкости и эффективной очистки ствола скважины. Раствор, прокачиваемый через бурильную колонну, проходит через три насадки и в каждую насадку поступает треть потока (если все насадки одинакового диаметра).

Конструкция шарошечного долота зависит от типа и твердости породы, а также от диаметра скважины, которую следует пробурить. Твердость породы определяет тип и состав материала, используемого для изготовления режущих элементов. Применяемая сталь имеет высокое содержание никеля и, кроме того, упрочняется добавлением молибдена [2].

Особенности конструкции

Конструкция долота определяется свойствами породы и диаметром скважины. Лапы и цапфы идентичны, но форма и распределение резцов на шарошках различны [2]. Конструкция долота обеспечивает равномерную нагруженность трех лап.

При проектировании и изготовлении трехшарошечных долот для мягких и твердых пород обычно учитывают следующие

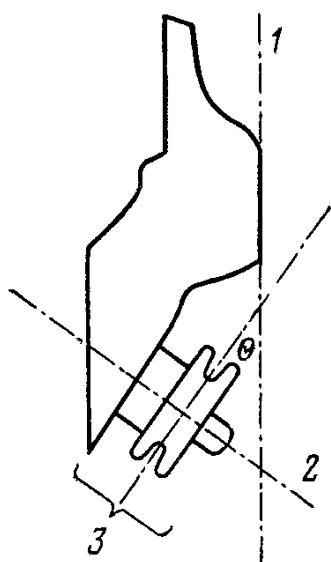
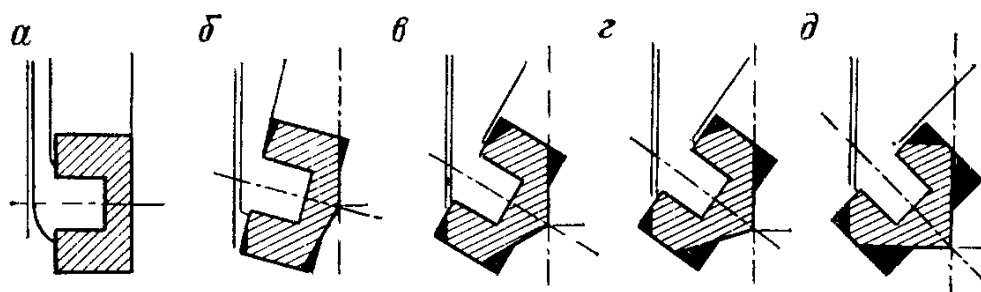


Рис. 45. Схема определения угла наклона цапфы θ :

1 — ось долота, 2 — ось цапфы; 3 — цапфа

Рис. 46 Влияние угла наклона цапфы на размеры шарошки [2]:

α , β , γ , δ — угол наклона цапфы 0, 15, 30, 36 и 45° соответственно. Темным показаны части, которые удаляются



факторы: угол наклона цапфы; величину смещения, форму зубцов; тип подшипников и взаимосвязь между зубцами и подшипниками.

Угол наклона цапфы. Цапфа долота представляет собой опорную поверхность, несущую нагрузку, и состоит из подшипников (см. рис. 4.4). Угол наклона цапфы определяется как угол, образованный линией, перпендикулярной к оси цапфы, и осью долота. На рис. 4.5 показан разрез лапы трехшарошечного долота. Угол θ определяет угол наклона цапфы.

Угол наклона цапфы непосредственно влияет на размеры шарошки. Увеличение угла наклона цапфы ведет к уменьшению угла основного конуса шарошки, что, в свою очередь, отражается на размерах долота. На рис. 4.6 показано, как уменьшаются размеры шарошки, если угол наклона цапфы увеличивается от 0 до 45° . Чем меньше угол наклона цапфы, тем больше калибрующе-фрезерующее действие трех конических шарошек [1]. По мере возрастания угла цапфы (начиная с нуля) форма шарошек должна быть такой (см. рис. 4.6), чтобы исключить их зацепление друг с другом. Следовательно, угол наклона цапфы влияет на размеры и форму шарошки.

Оптимальные углы наклона цапфы шарошечных долот для мягких и твердых пород составляют 33° и 36° соответственно.

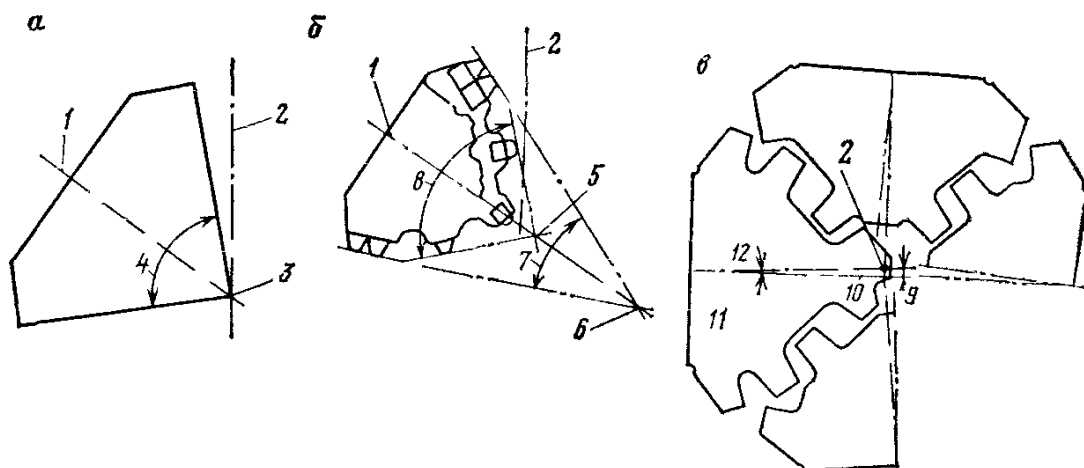


Рис. 4.7. Конструкции шарошек:

a — перекатывающейся шарошки; *б* — для мягкой породы; *в* — со смещением осей шарошки относительно оси долота, 1 — ось шарошки и опоры подшипников, 2 — ось долота; 3 — вершина; 4 — угол конуса шарошки; 5 — вершина внутреннего угла, 6 — вершина угла периферийного конуса шарошки; 7, 8 — угол соответственно периферийного и внутреннего конусов шарошки; 9 — смещение; 10 — ось цапфы; 11 — вершина угла смещения; 12 — угол смещения

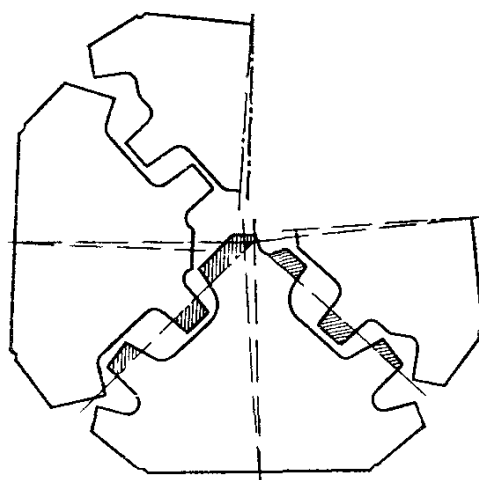


Рис. 4.8. Схема расположения зубов соседних шарошек [2]

Смещение оси шарошки. Смещение осей шарошек определяется как горизонтальное расстояние между осью долота и вертикальной плоскостью, проходящей через цапфу [3]. Влияние смещения оси и конструкции шарошки на разрушение породы показано на рис. 4.7. Шарошка, приведенная на рис. 4.7, *a*, имеет вершину в центре вращения долота и движется по кругу с центром у вершины. Такая схема определяет чистое качение. Шарошка с двумя основными углами, ни один из которых не имеет вершины в центре вращения долота, представлена на рис. 4.7, *б*. В этом случае коническая поверхность периферийного ряда вращается вокруг своей теоретической вершины, а внутренняя коническая поверхность шарошки — вокруг собственной вершины. Так как шарошка вращается вокруг центральной оси долота, то она проскальзывает при вращении, срезая породу.

Практикой установлено, что мягкие породы эффективно разрушаются за счет дробяще-скалывающего действия. Этот эффект усиливается вследствие смещения осевых линий шарошек от центра вращения долота (рис. 4.7, *в*). Величина смещения осей зависит от крепости породы. Для мягких пород

трехшарошечное долото изготавливают с большим смещением, чтобы шарошки проскальзывали во время качения по забою скважины. Твердые породы характеризуются хрупкостью, высокой прочностью и эффективно разрушаются за счет дробяще-скалывающего действия. Долото испытывает значительную осевую нагрузку, чтобы преодолеть прочность породы на сжатие непосредственно под зубцом и разрушить ее. Для твердой породы срезающие усилия не требуются и, следовательно, смещение осей отсутствует.

Для пород средней твердости угол смещения осей может составлять 2° .

Зубцы. Длина и геометрия зубцов непосредственно связана с прочностью разрушаемой горной породы, высота ограничивается размером шарошки и конструкцией подшипников.

При конструировании учитывают следующие факторы.

1. Расположение зубцов на шарошке и их взаимное расположение на соседних шарошках, которые определяются прочностью зубца, его высотой и значением угла при вершине [3]. Взаимное расположение зубца соседних шарошек (рис. 4.8) обеспечивает их зацепление для очистки и, в свою очередь, эффективное бурение.

2. Форму и длину зубцов, которые определяются характеристиками разбуриваемой горной породы. Длинные, острые и расположенные с большим шагом зубцы используют для бурения мягких пластичных пород. В мягких породах применяют более длинные зубцы, что позволяет получить значительный объем породы. Большое расстояние между зубцами способствует легкому удалению обломков породы и самоочищению долота. Угол при вершине зубца долота для мягких пород изменяется от 39° до 42° .

Для твердых пород зубцы изготавливают короче, они имеют меньший угол заострения и расположены более часто, чтобы выдерживать высокие сжимающие нагрузки, необходимые для разрушения. В этом случае зубцы не проникают в породу, а осуществляют ее разрыв за счет приложения высоких сжимающихся нагрузок.

Долото для пород средней твердости имеет небольшое число зубцов и средние углы при вершине $43\text{—}45^\circ$ [2]. Угол при вершине зубцов долота для твердых пород составляет $45\text{—}50^\circ$.

3. Типы зубцов. Зубцы трехшарошечного долота могут быть фрезерованного или вставного типа. Фрезерованные зубцы вырезаются из корпуса шарошки (см. рис. 4.2), одна сторона зубца имеет твердую поверхность, покрытую твердосплавным материалом типа карбида вольфрама, чтобы обеспечить самозатачивающее действие. Так как неармированная сторона изнашивается, то она имеет острую кромку. Значительная долговечность зубца достигается путем покрытия карбидом воль-

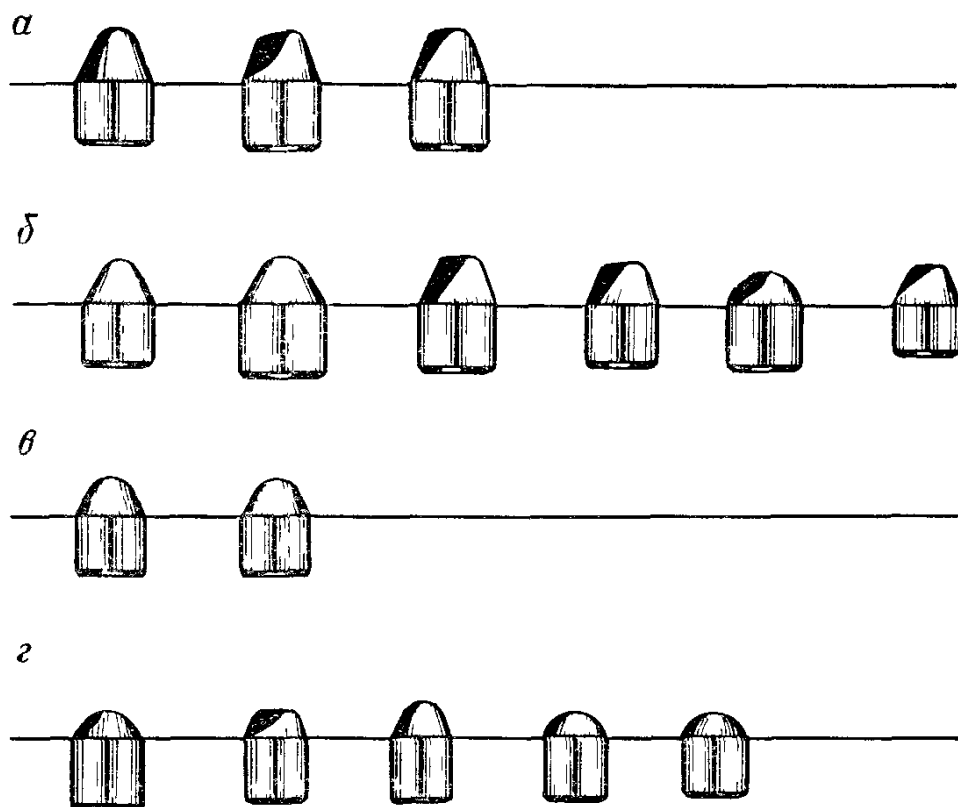
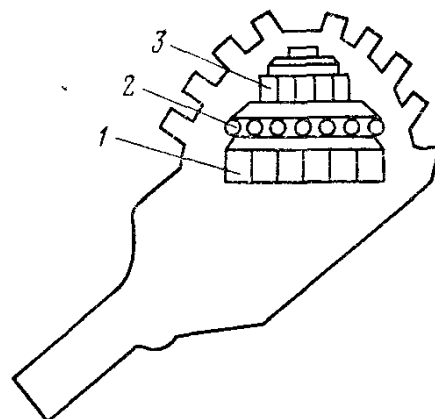


Рис. 4.9 Виды вставок для различных пород [2]:
а — для мягких, *б* — для мягких и средней твердости, *в* — для средних и твердых, *г* — для твердых

Рис. 4.10 Схема подшипника типа ролик — шарик — ролик.
1 — наружный роликовый подшипник, *2, 3* — шариковый и роликовый подшипники



фрама одной стороны полностью, а противоположной — частично [2]. Такая конструкция уменьшает износ зубца.

Долота с фрезерованными зубцами наиболее широко используют при бурении очень мягких пород, в которых требуются небольшие нагрузки.

Для твердых пород применяют шарошки со вставками штыревого типа. Вставки изготовлены из карбида вольфрама и запрессованы в отверстия, предварительно просверленные в корпусе шарошки.

Существуют несколько форм вставных зубцов, каждая из которых предназначена для соответствующей твердости разбуриваемой горной породы (рис. 4.9). Остроконечные вставные

зубцы используют для бурения мягких пород, а круглые и полусферические вставки применяют для бурения средних и твердых пород. На рис. 4.1 показано долото штыревого типа с остроконечными вставными зубцами.

Подшипники опор долот. Эти элементы долота выполняют следующие функции: 1) воспринимают радиальную нагрузку; 2) воспринимают осевые нагрузки; 3) удерживают шарошки на лапах.

Первая функция осуществляется крайним и ближним к вершине цапфы подшипниками, вторая и третья функции — шариковыми подшипниками и фрикционными упорными поверхностями.

Применяют два различных типа подшипников: качения (антифрикционные) и скольжения (фрикционные).

Подшипники качения применяют в виде двух схем: ролик — шарик — ролик (РШР) и ролик — шарик — подшипник скольжения (РШС).

Подшипник опоры типа ролик — шарик — ролик (рис. 4.10) включает роликовый подшипник (ближний к вершине цапфы), содержащий ролики (небольшие сплошные цилиндры), промежуточный шариковый и наружный роликовый подшипники. Шариковый замковый подшипник служит для закрепления шарошки на цапфе. Диаметр подшипника определяется углом наклона цапфы и типоразмером шарошки. Рациональное соотношение между диаметрами подшипников, роликов и шариков, толщиной корпуса шарошки определяется прочностью каждой составной части. Недостаток опоры долота со схемой РШР — выкрашивание беговых дорожек на стороне большей нагрузки под действием высоких напряжений. Долговечность долота со схемой РШР меньше по сравнению со схемой, в которой применяют подшипники фрикционного типа (скольжения).

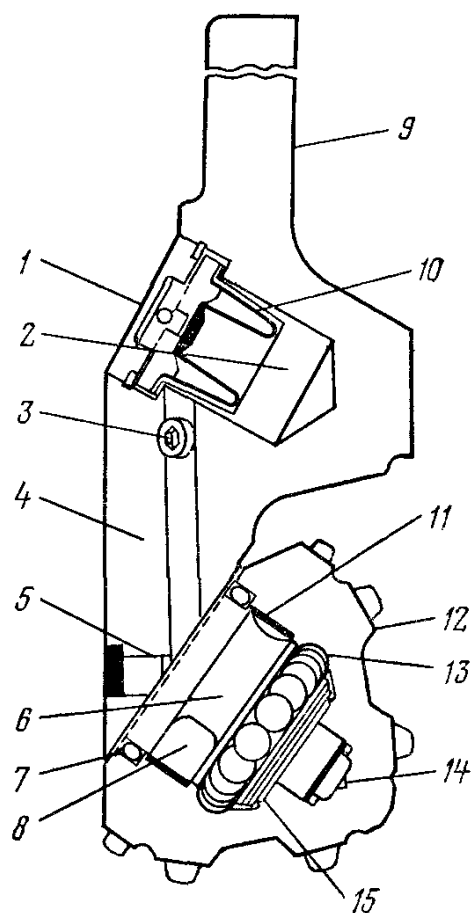
Схема ролик — шарик — ролик обычно используется в долотах диаметром более 311 мм в условиях, в которых требуются высокие скорости вращения.

Опора со схемой РШС (см. рис. 4.4) включает подшипник скольжения, установленный ближе к вершине цапфы. Внутренний шариковый и наружный роликовый подшипники такого же типа, что и в схеме РШР. Подшипник скольжения состоит из специальной цементируемой втулки, запрессованной в гнездо передней части цапфы. Поверхность цапфы покрыта специальным твердым сплавом (стеллитом) так, что при вращении втулки на цапфе коэффициент трения незначителен, в результате чего уменьшается износ [4].

Подшипники скольжения стали применять в бурении, чтобы исключить недостатки опор со схемой РШР — выкрашивание беговых дорожек. Кроме того, замена роликов подшипниками скольжения позволяет увеличить прочность шарошки вследст-

Рис. 4.11. Цапфа подшипника скольжения типа СШС [1]:

1 — уравнивательные отверстия; 2 — резервуар со смазкой; 3 — отверстие для заполнения смазкой; 4 — канал для смазки; 5 — замковый палец; 6 — кольцевой слой смазки; 7 — сальниковое уплотнение; 8 — слой твердого сплава на цапфе; 9 — лапа, 10 — мембрана для уравнивания давления; 11 — слой специального покрытия для быстрого отвода тепла на внутренней поверхности шарошки; 12 — шарошка; 13 — шариковый подшипник; 14 — пята; 15 — слой твердого сплава на нагруженной поверхности цапфы



вие большей толщины корпуса и цапфы за счет ее большего диаметра [4].

Опоры по схеме ролик — шарик — подшипник скольжения используют в долотах диаметром до 311 мм.

Фрикционные подшипники (скольжения). Основное их отличие состоит в том, что ролики подшипника, установленного ближе к вершине цапфы, и наружного заменены подшипниками скольжения. Это дает возможность увеличить диаметр опоры, в результате чего получают более прочную опору. Опора по схеме подшипник скольжения — шарик — подшипник скольжения (СШС) приведена на рис. 4.11. Существует другой вариант «Хьюз», в котором шариковый подшипник заменен стальным кольцом.

Смазка опор долот. Опоры шарошечных долот бывают негерметизированные и герметизированные. Негерметизированные опоры смазываются с помощью циркулирующего в скважине бурового раствора, поступающего через зазоры между шарошкой и цапфой. Для смазки долот с герметизированной опорой применяют специальную систему, размещенную внутри корпуса лапы. В последнем случае смазка буровым раствором не рекомендуется, так как буровой раствор содержит абразивные твердые вещества (песок, барит и т. д.), которые сокращают срок эксплуатации долота.

Негерметизированные опоры смазываются буровым раствором. Герметизированная опора состоит из подшипников, уплотнения, резервуара со смазкой и компенсатора давления (см. рис. 4.11). Уплотнение представляет собой О-образное кольцо, помещенное между шарошкой и самой нижней точкой подшипника. Уплотнительное кольцо создает герметизацию, предупреждающую попадание бурового раствора на опору или выход смазки. Резервуар обеспечивает подачу консистентной

смазки в опору через канал. Движение консистентной смазки регулируется системой компенсации давления.

Компенсатор давления включает гибкую мембрану, которая действует в пределах металлического протектора и удерживается стальной крышкой с отверстиями [4]. Компенсатор поддерживает одинаковое давление внутри и снаружи опоры. Механизм компенсации давления снабжен предохранительным клапаном. Последний защищает уплотнение опоры и компенсатор от повреждения, когда высокая температура способствует разложению смазки на газообразные компоненты, в результате чего увеличивается внутреннее давление.

КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ ДОЛОТ

Конструкции долот с фрезерованными зубцами или штыревые долота могут быть изготовлены при различных сочетаниях диаметра, форм и типа зубцов, величины смещения, типа подшипника и механизма смазки. Существует несколько фирм-изготовителей долот, которые выпускают собственные модификации конструкций долот. Таким образом, для одного типа пород имеется несколько конструкций долот различных изготовителей.

Международная ассоциация буровых подрядчиков (IADC, или МАБП) в 1972 г. разработала сравнительную классификацию для различных типов долот. Основные положения этой классификации приведены в табл. 4.1, в которой каждое долото обозначается с помощью трех индексов.

Первый индекс (или цифра) определяет классификацию серии, которая относится к вооружению долота. Для долот с фрезерованными зубцами первый шифр имеет цифры от 1 до 3, который характеризует породу — мягкая, средняя и твердая соответственно.

Мягкие породы (цифра 1) требуют длинных, тонких зубцов с большим шагом между ними для эффективного бурения. Средние породы (цифра 2) требуют коротких зубцов с меньшим шагом между ними, чтобы выдерживать высокие контактные нагрузки.

Твердые породы (цифра 3) требуют очень коротких зубцов с малым шагом для максимального срока службы долота и эффективного бурения.

Для штыревых долот первый индекс — цифры 5—8. Эти цифры соответствуют увеличению твердости породы (см. табл. 4.1).

Второй индекс относится к классу твердости горной породы в пределах каждой группы и имеет номера от 1 до 4. Эти номера соответствуют твердости пород от самых мягких до самых твердых в пределах каждой серии [2].

Третий индекс (от 1 до 9) определяет механические особенности [2] долота, например, опоры герметизированные и негерметизированные.

В табл. 4.2 и 4.3 приведены сравнительные характеристики для фрезерованных и штыревых долот четырех фирм-изготовителей.

В качестве примера использования табл. 4.2 рассмотрим долото с шифром 134. Из табл. 4.2 можно видеть, что шифр долота 134 указывает на то, что долото с фрезерованными зубцами подходит для мягких пород (класс 3). Этот тип долота характеризуется герметизированной опорой и может быть заказан у четырех приведенных ниже производителей следующим образом.

Фирма	«Смит»	«Хьюз»	«Рид»	«Секьюрити»
Марка долота (шифр 134)	SDG	XIG	S13	S44

Марки штыревых долот (см. табл. 4.3) с шифром 627 приведены ниже.

Фирма	«Хьюз»	«Рид»	«Смит»
Марка долота (шифр 627)	I55	FP62	F5

ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИЕ ДОЛОТА С АЛМАЗНЫМИ ВСТАВКАМИ

Поликристаллическое долото с алмазными вставками является новой модификацией известных лопастных долот типа «рыбий хвост», в котором отсутствуют движущиеся части (подшипники).

Новое долото предназначено для разрушения породы скалыванием, а не сжатием (шарошечные долота) или с помощью дробяще-истирающего действия (алмазные долота). Разрушение породы при скалывании (резании) требует значительно меньше энергии, чем при сжатии.

Меньшая нагрузка на долото способствует меньшему износу бурового долота и бурильной колонны [6]. Существуют два различных типа долота PDC, которые известны также как долота типа «Стратопаке».

Схема разрушения пород с помощью долот с алмазными поликристаллическими вставками, трехшарошечного и алмазного обычного типа представлена на рис. 4.12.

Долото типа PDC разрушает породу при резании — скалывании, что ограничивает его применение при бурении мягких пород и пород средней твердости. При разрушении с помощью скалывания требуется, чтобы долото было самозатачивающимся, а это усиливает эффект резания породы.

В долоте типа PDC используют большое количество режущих элементов, которые изготавливают путем соединения слоя

БЛАНК ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

Долото											
Серия		Порода									
Тип		Индекс									
1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Стальное вооружение											
Калибрующая Т-образная режущая кромка периферийных зубцов											
Калибрующая вставка из твердого сплава											
Роликовая герметизированная опора											
Герметизированная опора, усиленные калибрующие качества											
Герметизированная опора скольжения											
Фрикционная опора, усиленные калибрующие качества											
Другие											
Другие											
1	Мягкие, имеющие низкую прочность на сжатие и высокую буримость	1	2	3	4						
2	Средней твердости и средней твердости с высокой прочностью на сжатие	1	2	3	4						
3	Твердые слабоабразивные или абразивные	1	2	3	4						

С фрезерованными зубцами

[illegible]

11.3 Примечание Классификация Долот является общей и должна использоваться как руководство.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОЛОТ С ФРЕЗЕРОВАННЫМ ВООРУЖЕНИЕМ

ТАБЛИЦА 4.2

Код по классификации МАБП	Типы долот					
	1	3	4	5	6	
Фирма «Смит»						
1	DS	—	SDS	—	FDS	R1
2	DT	DTT	SDT	—	FDT	R2
3	DG	DGT	SDG	—	FDG	R3
1	V2	V2H	SH	SDGH	FV	R4
2	L4	L4H	SL4	SVH	—	R7
3	—	—	—	SL4H	—	R8
Фирма «Хьюз»						
1	—	—	—	—	—	X3A
2	—	—	—	—	—	—
3	—	—	—	—	—	X1G
1	—	—	—	—	—	—
2	—	—	—	—	—	—
3	—	—	—	—	—	—
Фирма «Рид»						
1	Y11	—	S11	—	—	S3S
2	Y12	Y12T	S12	—	FP12	S3
3	Y13	Y13T—Y13G	S13	—	FP13	S4
1	Y21	Y21G	S21	S21G	FP21	M4N
2	Y22	—	—	—	—	M4
3	—	—	—	S23G	—	M4L
1	Y31	Y31G	—	S31G	—	H7
3	—	—	—	—	—	—
4	—	—	—	—	—	—
Фирма «Секьюрити»						
1	—	—	—	—	—	S33S
2	—	—	—	—	—	S33
3	—	—	—	—	—	S44
1	—	—	—	—	—	M44N
2	—	—	—	—	—	—
3	—	—	—	—	—	M44L
1	—	—	—	—	—	H77
3	—	—	—	—	—	H7SG
4	—	—	—	—	—	H77C
Фирма «Хьюз»						
1	—	—	—	—	—	S33SF
2	—	—	—	—	—	S33F
3	—	—	—	—	—	—
1	—	—	—	—	—	M44NF
2	—	—	—	—	—	—
3	—	—	—	—	—	M44LF
1	—	—	—	—	—	H77F
3	—	—	—	—	—	—
4	—	—	—	—	—	H77CF

Примечание. Тип 1 — большой роликовый подшипник, стальное вооружение; тип 2 — большой роликовый подшипник, усиленное калибрующее качество, тип 4 — большой роликовый подшипник, герметизированная опора, тип 5 — большой роликовый подшипник, усиленное калибрующее качество, герметизированная опора; тип 6 — большой подшипник скольжения, герметизированная опора

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОЛОТ С ТВЕРДЫМИ ВСТАВКАМИ

Типы долот фирм															
Код по классификации МАБП	«Смит»						«Хьюз»			«Рид»			«Секьюрити»		
	2	5	7	2	5	7	2	5	7	2	5	7			
3		2JS	F1 F2 F27			J11 J22		S52	FP51 HS51 FP52	S84	S84F				
4	1														
5	2														
	3	3JS	F3 F37	HN33	X33	J33		S53	FP53 HP5M FP62	S86	S86F	S88F			
	4														
	1	4JA	F4	HN44	X44	J44			FP62X HPM	S8JA	S86	M84F M84CF M89TF M89F M90F			
	2	5JA	F45 F47 F5			J44C J55R									
6	3							S62B	FP62B						
	4														
	2														
	3	7JA	F57 F6 F7	HN55		J55	J63JA	S63 S64 S72 S73	HPMН FP64 FP72 HPH	H8JA	H88	H84F H88F			
3	4														
	1														
	3	9JA	F9	HN88 HN99		J99	Y83JA	S74 S83	FP74 FP83	H9JA H10JA	H99 H100	H99F H100F			

Примечание. Тип 2 — большой роликовый подшипник, продувка воздухом, тип 5 — большой роликовый подшипник, герметизированный опора; тип 7 — большой роликовый подшипник, герметизированный опора

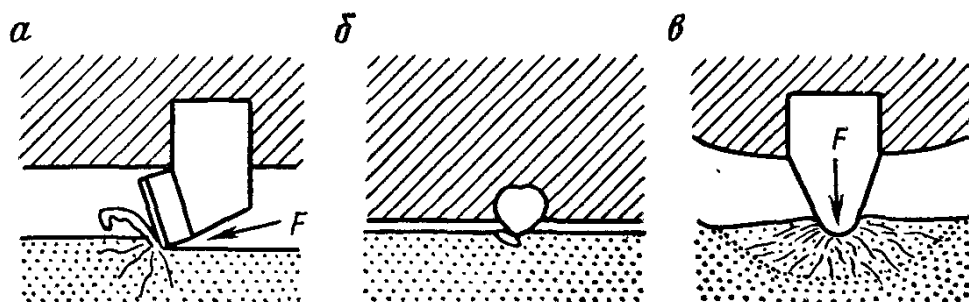


Рис. 4.12. Схема разрушения породы:

а — долото с алмазными вставками (резание — скалывание); *б* — алмазное долото (резание — истирание); *с* — шарошечное долото (дробление)

поликристаллического искусственного алмаза с зацементированным нижним слоем карбида вольфрама при значительной температуре под высоким давлением, чтобы создать цельную вставку. В результате такого процесса получают элемент, имеющий высокую твердость, значительное сопротивление износу и большую ударную прочность зацементированного слоя карбида вольфрама [5]. Алмазный слой состоит из мелких алмазов с высокой прочностью и значительным сопротивлением износа, которые срачиваются в беспорядочной ориентации [6]. Вставки присоединяют к фасонным зубцам из карбида вольфрама и затем прикрепляют к корпусу долота с помощью низкотемпературной пайки путем запрессовки.

Эффективность резания достигается за счет рационального расположения и оптимального угла наклона зубцов [5].

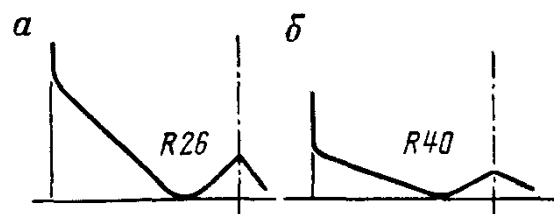
В процессе бурения обеспечивается постоянная острая режущая кромка вставки в результате непрерывного износа алмазной поверхности. Эта особенность способствует эффективному резанию породы.

На конструкцию долота типа FDC влияют девять переменных [6]: материал и профиль долота, свойства защитного материала калибрующей поверхности, форма, число (или концентрация), размещение, величина выступа и ориентация режущих элементов, а также свойства бурового раствора.

Материал корпуса долота. Для корпуса используют термообработанную легированную сталь типа используемой в шарошечных долотах или карбид-вольфрамовую матрицу типа применяемых в долотах с природными алмазами.

Долота со стальным корпусом менее долговечны и имеют меньшее сопротивление коррозии от воздействия промывочной жидкости, чем долота с корпусом-матрицей. Долота со стальным корпусом снабжены режущими элементами штыревого типа, которые соединяют с корпусом прессовой или горячей посадкой. Корпус снабжен тремя насадками (или более) для прохождения раствора.

Рис. 4.13. Двойной (а) и пологий (б) профили конуса [6]



Долота с корпусом-матрицей из карбида вольфрама изготовляют в специальных прессформах. Это позволяет получить больше сложных профилей. Вследствие высокой температуры, необходимой при отливке такого корпуса, невозможно вставлять зубцы до обработки в печи, так как алмазы могут разрушаться. Связь между небольшими кристаллами алмаза разрушается при температуре около 750 °С.

Профиль долота влияет на очистку и устойчивость стенок ствола скважины. Используют два профиля долота (рис. 4.13) — двойной и пологий конуса. Профиль с двойным конусом позволяет установить больше резцов около калибрующей поверхности и способствует уменьшению искривления скважины. У долота с пологим конусом площадь для очистки меньше, но механическая скорость бурения больше, чем у долота с профилем с двойным конусом, вследствие более эффективного приложения нагрузки на поверхность режущих элементов.

Защита калибрующей поверхности в долотах со сплошным корпусом обеспечивается с помощью твердосплавных штырей, помещенных на периферии, а в долотах с корпусом-матрицей — для этой цели используют природные алмазы.

Форма режущего элемента. Существуют три основные формы вставок поликристаллических алмазов: стандартная цилиндрическая, остроугольная (или параболическая) и выпуклая.

Концентрация режущих элементов. Долговечность долота увеличивается при большей концентрации резцов. Однако механическая скорость бурения уменьшается с увеличением числа режущих элементов вследствие трудности очистки пространства между резцами.

Расположение режущих элементов. Рациональное расположение режущих элементов определяется действием нагрузки, величиной крутящего момента и конкретными горно-геологическими условиями бурения с учетом износа вооружения и разрушения породы.

Величина выступа режущих элементов. Механическая скорость бурения возрастает при большой величине выступа, однако значительная высота зубцов способствует слому режущих элементов (рис. 4.14).

Ориентация режущего элемента определяется задним и боковым углами резания (рис. 4.15).

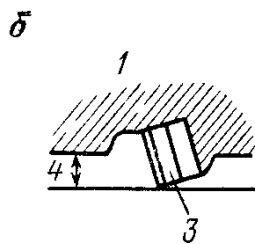
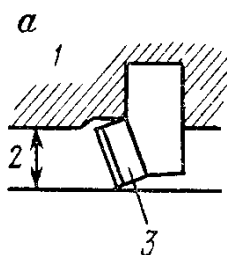


Рис 4.14 Схема влияния длины режущих элементов на характер разрушения горной породы:

a — резание — скалывание *б* — резание — истирание, 1 — корпус долота, 2, 4 — большой и малый выступы, 3 — алмазная вставка

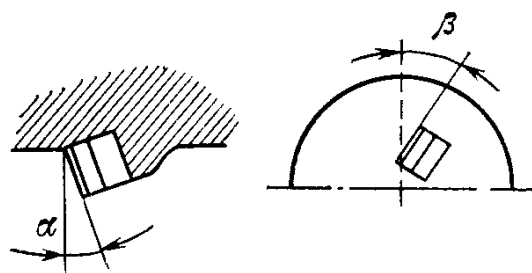


Рис 4.15. Схема ориентации режущего элемента [6]:

α , β — боковой и задний углы резания

Задний угол резания изменяется в пределах от 0 до 25° и его величина непосредственно влияет на механическую скорость бурения. По мере увеличения угла резания механическая скорость бурения уменьшается, но сопротивление повреждению режущего края возрастает, так как нагрузка в том случае распространяется на большей площади (см. рис. 4.12 и 4.15). Большой угол резания способствует улучшению очистки за счет направления шлама в кольцевое пространство.

Гидравлические характеристики (см. гл. 7). Для долот типа PDC требуется очистка забоя, что, в свою очередь, приводит к высоким скоростям бурения скважин. Сопла долота расположены близко к забою скважины, поэтому максимальная скорость истечения из насадок способствует очистке и получению высокой механической скорости бурения.

Выбор размеров сопел и расчет скорости истечения из насадок подробно описаны в гл. 7. Следует заметить, что у долот типа PDC может быть больше трех сопел. Кроме того, сопла не обязательно должны быть круглыми, как в шарошечном долоте. Гидравлический расчет определяет общее проходное сечение потока; в специальных таблицах приведены рекомендации по выбору рационального диаметра насадок для конкретных условий.

Долота типа PDC применяют при бурении с отбором керна.

АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

Режущие элементы алмазного долота состоят из большого количества небольших алмазов, расположенных на корпусе из карбида вольфрама. В долоте нет движущихся частей, и оно обычно применяется для бурения твердых и абразивных пород, а также когда требуется значительная проходка, чтобы сократить время на спуск и подъем. Это особенно важно для глубо-

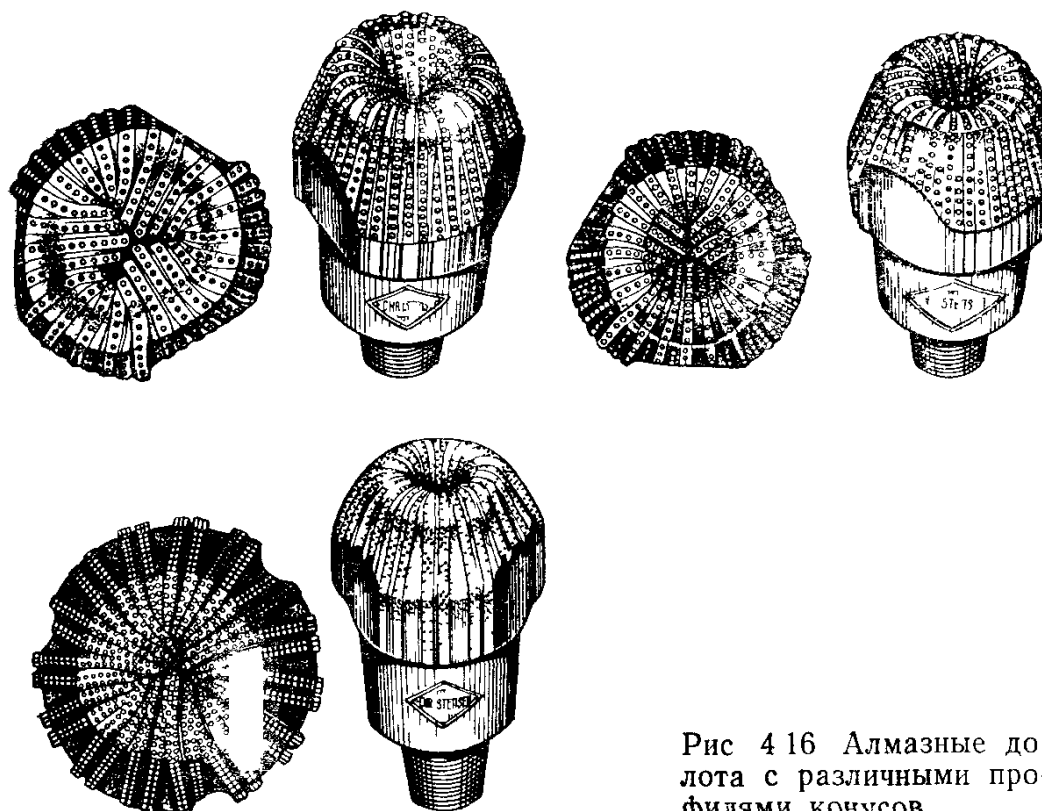


Рис 4.16 Алмазные долота с различными профилями конусов

ких скважин (в морском бурении), где стоимость времени работы буровой установки очень велика. Алмазные долота используют при бурении с отбором и без отбора керна. При бурении с отбором керна долото применяют в сочетании с грунтоносной, чтобы получить образцы породы.

Алмаз — твердый материал и имеет твердость 10 ед. по шкале Мооса. В этой классификации 1 соответствует мягким породам (например, тальк), а 10 — очень твердым минералам (например, алмаз).

Теплопроводность алмаза также самая высокая среди минералов, что позволяет алмазному вооружению быстро охлаждаться. Это свойство важно для предупреждения разрушения алмазов при быстром нагревании и термическом растрескивании.

На рис. 4.16 приведены алмазные долота с различными профилями конусов.

Размер алмазов определяет тип буримой породы. Для бурения мягких пород используют крупные алмазы, а для твердых — небольшие, так как они не могут вдавливаясь глубоко.

Большинство алмазных долот изготавливают для колонкового бурения, так как долота типа PDC менее дороги и имеют высокие производственные показатели. В алмазном колонковом долоте выполнено центральное отверстие, соответствующее диаметру керна. При колонковом бурении КНБК включает

алмазное колонковое долото, грунтоноску, УБТ и бурильную колонну до поверхности.

Достоинства алмазных долот рассматриваются в работах [6, 7].

ВЫБОР ДОЛОТА

Чтобы выбрать рациональный тип долота для конкретной породы можно использовать следующие показатели: а) стоимость 1 м проходки; б) удельную энергию; в) износ долота; г) результаты работы долот и геологические данные соседней скважины.

Выбор рационального типа долота подробно рассмотрен в научном докладе Общества инженеров-нефтяников [10].

СТОИМОСТЬ 1 М ПРОХОДКИ

Критерием выбора долота является стоимость 1 м проходки:

$$C_m = \frac{C_d + (t_{c.п} + t_b) C_{\text{ч}}}{L_{\text{п}}}, \quad (4.1)$$

где C_d — стоимость долота; $t_{c.п}$ — время спуско-подъема; t_b — время бурения; $C_{\text{ч}}$ — стоимость 1 ч работы буровой установки; $L_{\text{п}}$ — длина пробуренного интервала.

Из уравнения (4.1) видно, что стоимость 1 м проходки определяется пятью переменными. Время спуско-подъема не всегда можно легко определить, кроме случая непрерывного спуска в скважину и подъема из скважины. В этом случае $t_{c.п}$ — сумма времени, затраченного на спуск и подъем. Если долото поднимают в башмак обсадной колонны для профилактики ствола, то продолжительность этой операции влияет на общее время спуска и подъема и, в свою очередь, на стоимость 1 м проходки. Время бурения прямо пропорционально стоимости 1 м проходки при постоянстве других переменных.

Стоимость 1 ч работы буровой установки значительно влияет на стоимость 1 м проходки. Для одного интервала на одной площади при бурении различными установками (с разными величинами $C_{\text{ч}}$) одним и тем же долотом получают различные стоимости 1 м проходки при одинаковом времени чистого бурения.

Если величина $C_{\text{ч}}$ взята как произвольная (например, 900 дол./ч), то при решении уравнения (4.1) получим эквивалентную стоимость 1 м для всех буровых установок. Стоимость 1 м проходки в этом случае не является реальной величиной и не соответствует действительным и запланированным затратам.

Выбор долот на основе минимума стоимости 1 м проходки обеспечивает самое низкое значение C в данном пласте или интервале скважины (см. пример 4.1).

С помощью метода совокупной стоимости 1 м проходки (ССМ) могут быть определены показатели работы долота в различных интервалах скважины. При использовании этого способа используют уравнение (4.1) для определения стоимости 1 м проходки, допустим для интервала 10 м, при приемлемом времени на спуско-подъемные операции T . В работе [11] показано, что когда величина ССМ начинает возрастать, то это время определяет момент извлечения долота из скважины. Метод ССМ используют для определения глубины, при которой долото становится не экономичным. Недостатки этого метода следующие:

необходимость точного измерения и прогнозирования L_n , $t_{с.п}$ и t_b ;

ССМ может резко возрастать при бурении интервала сложенного твердыми породами и уменьшаться, когда долото проходит этот пласт (см. пример 4.1).

Вследствие этих неопределенностей извлечение долота по величине ССМ может оказаться преждевременным.

Л. Варго [12] предлагает определять несколько величин ССМ и соответствующей дополнительной стоимости 1 м проходки (ДСМ) для каждых 10 м. При такой методике долото выбирают по разнице между ДСМ и ССМ.

УДЕЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

Простой практический способ выбора рационального типа долота можно осуществлять по величине удельной энергии SE , которую определяют как отношение механической работы к объему выбуренной породы.

Механическая энергия при работе долота

$$E = W2\pi RN, \quad (4.2)$$

где W — нагрузка на долото; R — радиус долота; N — частота вращения долота.

Объем выбуренной породы за 1 мин работы долота

$$V = \pi R^2 (PR), \quad (4.3)$$

где PR — механическая скорость бурения.

При этом удельная энергия

$$SE = \frac{E}{V} = \frac{W2\pi RN}{\pi R^2 (PR)}, \text{ или } SE = 2WN/[R (PR)]. \quad (4.4)$$

Если заменить $R=0,5D$ (где D — диаметр долота), то формулу (4.4) можно записать в виде

$$SE = 0,235 \frac{WN}{D(PR)}, \quad (4.5)$$

где W — нагрузка на долото, Н; N — частота вращения долота, об/мин; D — диаметр долота, мм; PR — механическая скорость бурения, м/ч.

В работе [13] показано, что удельная энергия не учитывает основные физико-механические свойства породы. Эта величина зависит от типа и конструкции долота. При бурении мягких и твердых пород, значения удельной энергии различны. Это свойство удельной энергии представляет эффективное средство для выбора соответствующего типа долота. Долото, при бурении которым получают минимальную удельную энергию в данном интервале, — самое экономичное.

Из уравнения (4.5) видно, что для данного типа долота удельная энергия SE может быть постоянной при любом сочетании величин W и N . Это происходит вследствие того, что изменения в произведении WN ведут к увеличению PR (при оптимальном режиме промывки скважины). Для долот конкретного типа существует определенное рациональное соотношение величин PR и WN . Следовательно, удельная энергия представляет собой меру эффективности работы долота в конкретных

ТАБЛИЦА 4.4

ДАННЫЕ О БУРЕНИИ ИНТЕРВАЛА С ПОМОЩЬЮ ШТЫРЕВОГО ДОЛОТА

Проходка, м/сут	Нарастающая проходка, м	Глубина скважины, м	Значения $WN \cdot 10^3$, Н·об/мин	Время СПО, ч	Время бурения, ч		Результирующая стоимость проходки, дол./0,305 м	Удельная энергия, 10^3 МДж/м ³
					за долбление	нарастающее		
99	99	1767	45×60	4,35	12	12	76,9	24,5
19	118	1866	45×60	4,40	4	16	73,8	42,0
114	232	1980	60×60	4,70	23,5	39,5	65,7	55,4
76	308	2056	60×60	4,90	14,5	54,0	62,6	51,3
52	360	2108	60×60	4,99	7,5	61,5	59,3	38,7
101	461	2209	40×60	5,20	16,5	78	56,3	31,8
48	509	2257	40×65	5,40	7	85	54,8	28,1
113	622	2370	45×60	5,60	22	107	54,7	39,5
115	737	2485	45×60	5,90	23	130	54,8	40,2
77	814	2562	45×80	6,10	14	144	54,4	49,2

Примечания. 1. Долото извлечено из скважины. 2. В расчетах принято, что время СПО составляет 6 ч. Суммарная стоимость 1 м проходки определялась по формуле (4.1), где стоимость долота 10260 дол., стоимость буровой установки 900 дол./ч.

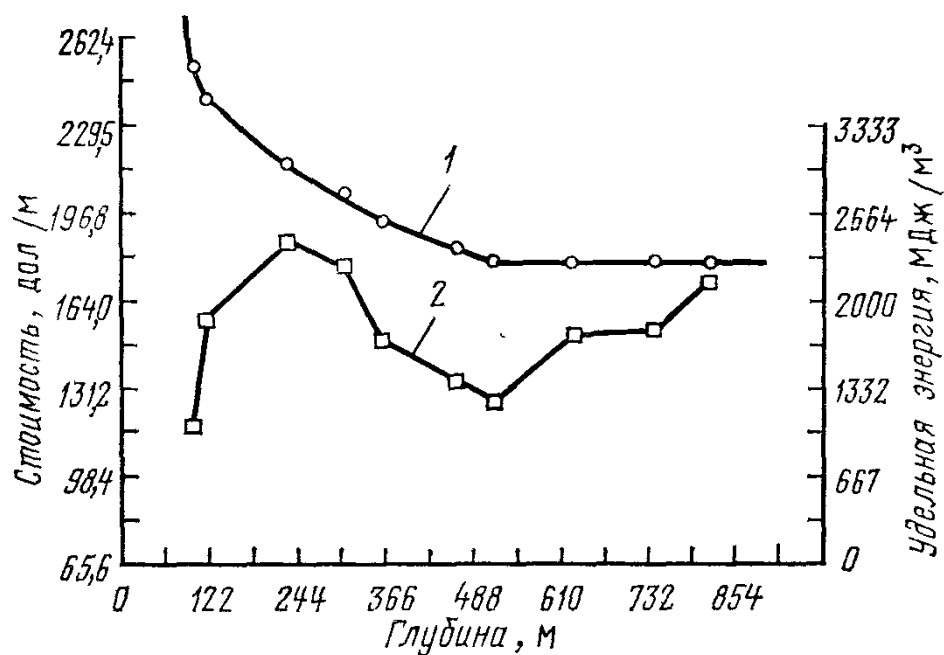


Рис. 4.17. Зависимость стоимости 1 м проходки (кривая 1) и удельной энергии (кривая 2) от глубины скважины

отложениях и характеризует взаимодействие между долотом и породой. Тот факт, что удельная энергия по сравнению с механической скоростью бурения менее чувствительна к изменениям в WN позволяет использовать эту величину при выборе типа долота на практике.

Пример 41. Данные, представленные в табл. 4.4, отражают показатели бурения с применением штыревого долота. Интервал был разделен на 10 частей. Суммарная стоимость 1 м проходки и удельная энергия в каждой части рассчитаны с помощью уравнений (41) и (45) соответственно и приведены в табл. 4.4. На рис. 4.17 показаны графики изменения стоимости 1 м проходки и удельной энергии.

Из рис. 4.17 видно, что суммарная стоимость 1 м проходки уменьшается до глубины, при которой долото извлекается из скважины. Удельная энергия не отражает такой тенденции. Это указывает, что показатели работы в каждом интервале регулируются твердостью породы интервала. На суммарную стоимость 1 м проходки влияют показатели работы долота в предыдущем интервале. Суммарная стоимость 1 м проходки может иметь мгновенную минимальную или максимальную величину в данном интервале. Целесообразно использовать не фактические показатели работы долота, а среднюю величину суммарной стоимости 1 м в интервале. График удельной энергии дает более реальную величину показателей работы долота в каждом интервале. В расчеты удельной энергии SE не входят нарастающие цифры, кроме использования суммарной глубины (см. рис. 4.17).

Из приведенного выше видно, что показатели работы различных типов долот могут сравниваться на основе стоимости работы буровой установки и времени на спуско-подъемные операции. Независимость удельной энергии SE от стоимости работы

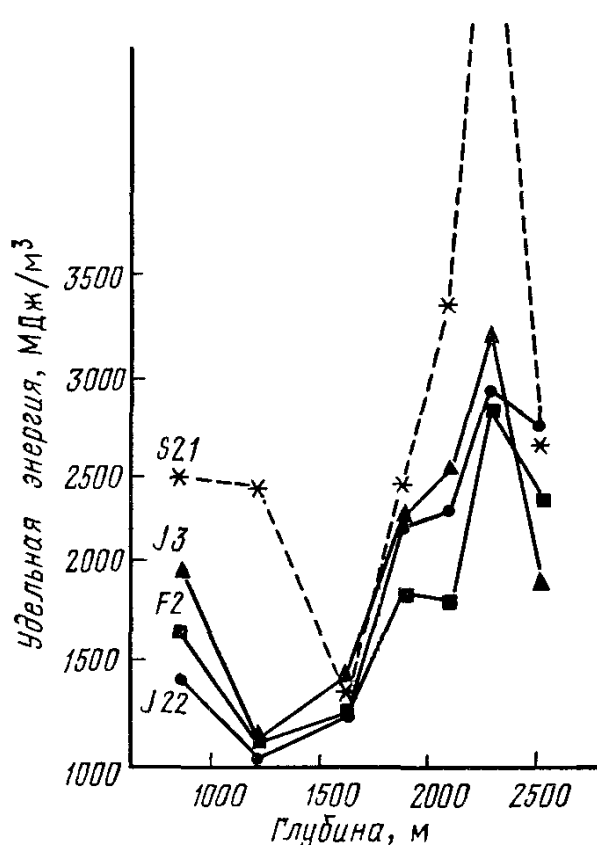


Рис. 4.18. Зависимость удельной энергии от глубины скважины для различных типов долот

буровой установки и времени на спуско-подъемные операции облегчает выбор типа долота на практике.

Пример 4.2. На рис. 4.18 представлены данные по 43 скважинам, пробуренным до средней глубины 2650 м. Удельные энергии четырех буровых долот, используемых на этом месторождении, были определены и нанесены на график в зависимости от глубины (см. рис. 4.18). Типы долот, для которых построен график являются наиболее часто используемыми и изготавливаемыми различными производителями. Долота типов F2 и J22 — штыревые, а типов J3 и S21 — с фрезерованными зубцами. Необходимо найти лучшие типы долот для бурения последующих скважин.

Решение. При минимальной удельной энергии SE, используемой как критерий для выбора долота, из рис. 4.18 видно, что долота типов J22, F2 и J3 можно использовать для бурения интервалов 762—1753, 1753—2377 и 2377—2650 м соответственно.

ИЗНОС ДОЛОТА

Степень износа может быть использована как критерий при выборе рационального типа долота. Долота, которые изнашиваются слишком быстро, менее эффективны, их следует чаще извлекать из скважины, что увеличивает общую стоимость бурения. Износ долота определяется износом зубцов и опоры.

Об износе зубцов можно судить по общей высоте зубца; в зависимости от износа дается шифр от T_1 до T_8 . Шифры T_1 и T_4 указывают на то, что соответственно $1/8$ и $1/2$ высоты зубца изнашивались. Срок службы опоры характеризуется восемью шифрами — от B_1 до B_8 , которые указывают на степень износа опоры. Долото, характеризующееся высокой степенью износа зубцов и малым сроком службы опоры не подходит для данной породы. Например, если применялось долото типа 1-1-1, то использование долота с более высоким цифровым шифром будет способствовать снижению износа опоры. Можно выбрать долото типа 1-2-4; шифр 2 выбирают для пород высокой прочности, уменьшающий износ зубца, а шифр 4 — для герметизированной опоры. Цифра 1 указывает на то, что долото имеет фрезерованные зубцы.

ЗАПИСЬ РАБОТЫ ДОЛОТА И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Данные о бурении соседних скважин и установленный геологический интервал могут быть эффективно использованы при выборе рациональных типов долот. В уже пробуренных скважинах можно провести акустический каротаж, чтобы получить характеристику прочности породы, что определит рекомендации по выбору рационального типа долота.

Список литературы

1. *Swith Tool*. Drilling and Bit Technology Seminar, 1979.
2. *Reed Rock Bits Manual*. Rock Bit Design.
3. *Bentson H. G.* Rock-Bit Design, Selection and Evaluation.— Smith Tool Publication, 1981.
4. *Cook J. H., McElyea F. H.* Development and application of journal bearing bits. IADC Rotary Drilling Conference.— Houston Texas, 1973, Feb. 28.— March 2.
5. *Madigan J., Caldwell R. H.* Applications for Stratapax blank bits from analysis of carbide insert and steel tooth bit performance. 55th Annual Fall Technical Conference, 1980, Sept. 21—24.
6. *Christensen*. Christensen Diamond Compact Bit Manual, 1982.
7. *Christensen*. Christensen Field Handbook, 1982.
8. *Christensen*. Diamond Drill Bit Technology, 1982.
9. *API Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits*.— API Production Department, 1984.
10. *Rabia H.* Specific energy as a criterion for bit selection. SPE No. 12355, 1983.
11. *Moore P. L.* Drilling Practices Manual.— Penn Well Books, Tulsa, 1974.
12. *Vargo L.* On the optimal time to pull a bit under conditions of uncertainty.— JPT., 1982, Dec. 2903—2904.
13. *Rabia H.* Specific energy as a criterion for drill performance prediction.— Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 1982, 19, No 1, Feb.

ГЛАВА 5

ОСНОВЫ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ

Назначение этой главы — описать основы течения жидкости в трубах и кольцевом пространстве. Рассматривается пластическая модель Бингама и модель, подчиняющаяся степенному закону, поскольку именно эти модели наиболее широко используют в буровой гидравлике. Все особенности получения различных уравнений даны полностью для того, чтобы можно было оценить справедливость этих моделей.

ТЕЧЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ

Жидкость, текущая по трубопроводу, всегда имеет неподвижный слой на стенке трубы. Скорость этого слоя равна нулю, а скорости соседних слоев постепенно увеличиваются до максимальной в центре трубопровода (рис. 5.1).

Это возрастание от нулевой скорости у стенки трубы до максимальной в центре — результат скольжения одного слоя по другому: более быстрый слой скользит по соседнему слою, имеющему меньшую скорость и т. п.

Таким образом, поток жидкости — результат действия скольжения, и для поддержания этого движения необходим постоянный приток энергии. Например, чтобы поднять воду из глубокой скважины в емкость на поверхности, нужен насос.

Скольжение слоев жидкости сопровождается напряжениями сдвига (или сопротивлением), которые зависят от скорости и вязкости жидкости.

ВЯЗКОСТЬ

Вязкость — свойство, определяющее величину напряжений сдвига, возникающих при скольжении одного слоя по другому. Таким образом, вязкость — мера сил внутреннего сопротивления, определяемых силами сцепления молекул жидкости при их вынужденном движении. Вязкость зависит от типа и температуры жидкости. Температура существенно влияет на межмолекулярные расстояния. В жидкостях расстояния между моле-

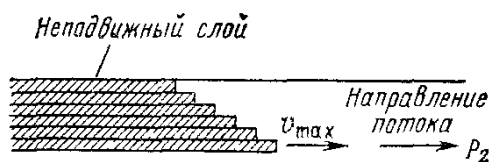
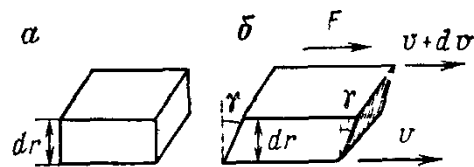


Рис. 5.1. Поток жидкости в трубе:

$v_{\max}$ — максимальная скорость, p_1 , p_2 — начальное и конечное давления

Рис 5.2 Элементарный кубик жидкости
а, б — до и после сдвига соответственно



кулами увеличиваются с повышением температуры, которая уменьшает силы сцепления и, следовательно, вязкость.

В газах повышение температуры вызывает увеличение амплитуды колебаний молекул и уменьшает силы сцепления. В газах силы колебания молекул превышают силы сцепления, что приводит к повышению вязкости с повышением температуры.

Для буровых растворов, состоящих из воды и твердых частиц, вязкость определяется количеством, размером и формой этих частиц.

Вязкость жидкостей связана с изменением параметров деформации элементарного кубика (рис. 5.2).

На кубик действует сила F , приложенная параллельно поверхности поперечного сечения A .

Напряжение сдвига определится по формуле

$$\tau = F/A. \quad (5.1)$$

Это напряжение вызывает деформацию кубика жидкости (рис. 5.2, а) и последний принимает ромбическую форму (рис. 5.2, б). Такая деформация аналогична удлинению формы упругого тела и определяет скорость сдвига.

Деформация жидкости рассматривается как скорость сдвига и описывается отношением разности скоростей сверху ($v+dv$) и внизу (v) деформированного кубика к его высоте.

Изменение скорости сдвига (C^{-1}) определяется следующим выражением:

$$\gamma \frac{(v+dv) - v}{dr} = \frac{dv}{dr}. \quad (5.2)$$

Экспериментальные исследования показывают, что напряжение сдвига τ зависит от γ линейно или нелинейно. Жидкости с линейной зависимостью между τ и γ называют ньютоновскими, и для них вязкость μ может быть определена формулой

$$\tau = \mu\gamma. \quad (5.3)$$

Подставив выражения (5.1) и (5.2) в уравнение (5.3), получим

$$\frac{F}{A} = \mu \left(-\frac{dv}{dr} \right). \quad (5.4)$$

Знак минус показывает, что скорость от центра к стенке трубы уменьшается при увеличении расстояния dr (на стенке трубы находится неподвижный слой).

Огметим, что под выражением «вязкость» в уравнениях (5.3) и (5.4) и далее в тексте понимается «динамическая вязкость». Вязкость жидкости измеряется в $\text{Па} \cdot \text{с}$.

ТИПЫ ПОТОКОВ

В общем случае различают два вида потока: ламинарный и турбулентный.

ЛАМИНАРНЫЙ ПОТОК

При ламинарном потоке течение жидкости плавное, слои жидкости перемещаются параллельно оси трубопровода. Скорость слоев увеличивается к центру потока, где принимает максимальное значение.

В ламинарном потоке сопротивление сдвига вызывается только действием скольжения и не зависит от шероховатости внутренней поверхности трубы. Ламинарный поток образуется при малых скоростях и вектор скорости жидкости имеет одну составляющую — продольную.

Особый тип ламинарного потока с почти плоским ядром потока называется пробковым (или структурным) потоком (рис. 5.3). В сечении ядра отсутствует сдвиг слоев жидкости, и они перемещаются с одинаковой скоростью. Пробковый поток наиболее характерен для пластических материалов.

В бурении нефтяных скважин такой поток образуется при малых скоростях движения буровых растворов с высокой вязкостью.

ТУРБУЛЕНТНЫЙ ПОТОК

Турбулентный поток характеризуется хаотичным движением жидкости во времени и в пространстве. Хаотическое, неупорядоченное движение частиц жидкости в турбулентном потоке обуславливает появление двух составляющих скорости: продольной и поперечной. Первая стремится направить поток жидкости параллельно оси трубопровода, вторая — по нормали к оси трубы.

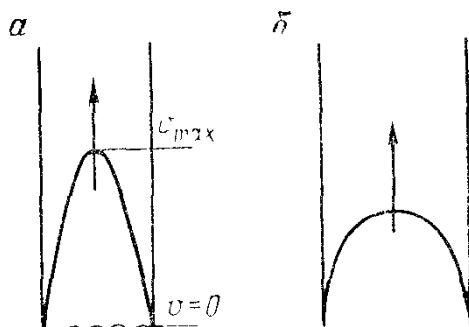
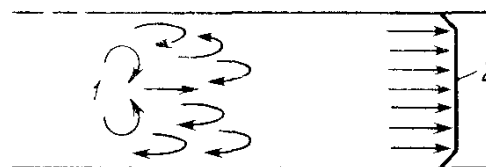


Рис. 5.3. Ламинарный поток:
а — обычный, б — пробковый

Рис 5.4. Турбулентный поток:
1 — движение частиц; 2 — профиль конечной скорости



Движение частиц жидкости в направлении, нормальном к продольному, вызывает сопротивление сдвигу, которое дополняет сопротивление ламинарного потока. Выше отмечалось, что сопротивление сдвигу в ламинарном потоке происходит в результате скольжения одного слоя по другому. В полностью развившемся турбулентном потоке сопротивление сдвигу может быть в несколько раз больше, чем в ламинарном потоке.

Несмотря на турбулентность, профиль конечной скорости стремится приобрести постоянную форму (рис. 5.4). Это объясняется смещением частиц жидкости, обменом моментами движения между быстрыми и медленными частицами, что способствует образованию почти плоского профиля конечных скоростей.

При турбулентном режиме у стенки трубы хаотичность движения частиц уменьшается и поток здесь является ламинарным. Эта область называется ламинарным подслоем и его толщина зависит от степени турбуликации. При бурении нефтяных скважин необходимо избегать турбулентных потоков, так как они могут вызвать сильную эрозию стенок. С увеличением степени турбулентности увеличиваются потери давления.

При цементировании приходится специально вызывать турбулентность потока, что позволяет удалять со стенок скважины корку бурового раствора и контактировать цементному раствору непосредственно с поверхностью породы. Это повышает качество цементных работ (подробнее см. гл. 11).

КРИТЕРИИ ТИПОВ ПОТОКА

Из предыдущих рассуждений видно, что в ламинарном потоке сопротивление сдвигу зависит только от процесса скольжения слоев друг по другу. В турбулентном потоке дополнительное турбулентное сопротивление сдвигу зависит от величины поперечной скорости. Таким образом, удобно использовать скорость жидкости в качестве критерия для определения типа потока. Два других свойства жидкости — вязкость и плотность — могут быть использованы вместе со скоростью и диаметром трубопровода для определения типа потока. Эти параметры определяют (безразмерную) величину, называемую числом Рейнольдса (Re):

$$Re = Dv\rho/\mu, \quad (5.5)$$

где D — диаметр трубопровода, м; v — скорость жидкости, м/с; ρ — плотность жидкости, кг/м³; μ — вязкость жидкости, Па·с.

Экспериментально установлено, что при определенной критической величине Re структура потока изменяется и движение превращается из ламинарного в турбулентное. Значение этой критической величины зависит от многих факторов: от шероховатости внутренней поверхности трубы, вязкости жидкости и вибраций. В большинстве случаев полностью турбулентный поток образуется при величине числа Рейнольдса $Re > 3000$.

При $Re < 200$ поток всегда ламинарный. В переходном потоке, когда значение Re изменяется от 2000 до 3000, поток является пробковым (структурным), при этом в центральной части сопротивление сдвигу равно нулю (см. рис. 5.3).

ТИПЫ ЖИДКОСТЕЙ

НЬЮТОНОВСКАЯ ЖИДКОСТЬ

Ньютоновская жидкость характеризуется линейной зависимостью между τ и γ . В жидкости этого типа, вязкость — постоянная величина и зависит только от температуры (рис. 5.5).

Примерами ньютоновской жидкости являются нефть и вода.

НЕНЬЮТОНОВСКАЯ ЖИДКОСТЬ

В неньютоновской жидкости зависимость между τ и γ нелинейна. Вязкость этой жидкости пропорциональна величине касательных напряжений (при величине деформации сдвига).

Примерами могут служить буровой и цементный растворы.

Рассмотрим три основных типа неньютоновской жидкости.

Вязкопластическая жидкость Бингама. В такой жидкости деформация происходит после превышения определенной минимальной величины напряжения сдвига. Эта минимальная величина соответствует динамическому напряжению сдвига U_R (рис. 5.6). Выше динамического напряжения сдвига зависимость

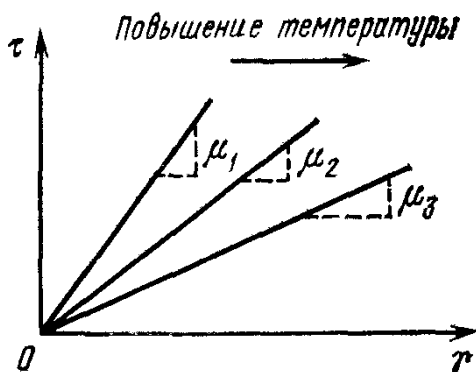


Рис. 5.5. Зависимость напряжения сдвига τ от скорости сдвига γ для ньютоновской жидкости

Рис. 5.6. Зависимость τ от γ для пластического потока Бингама

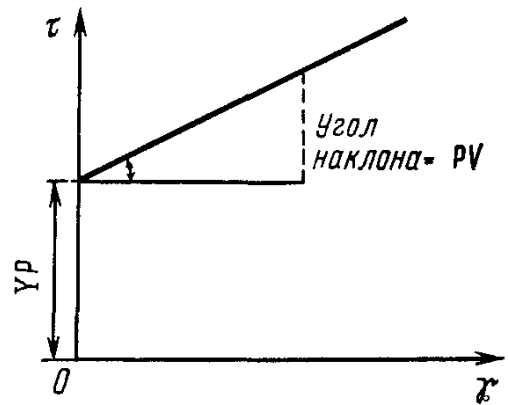
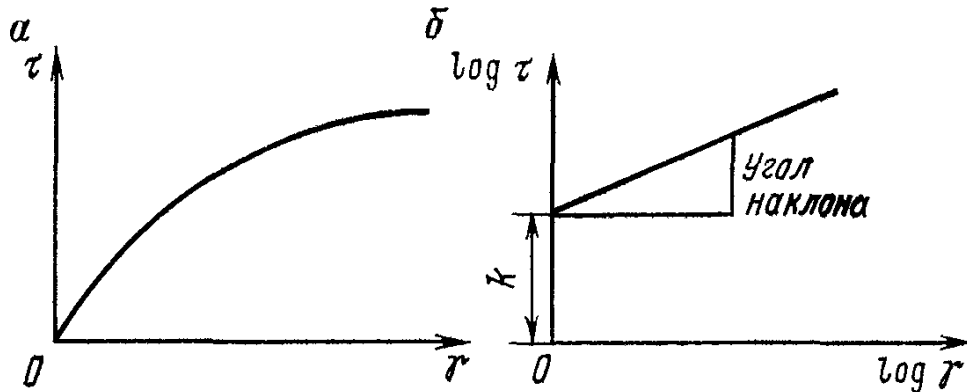


Рис. 5.7. Зависимость τ от γ для жидкости, подчиняющейся степенному закону, в линейных (а) и логарифмических (б) координатах соответственно



между τ и γ — линейная, а вязкость — величина постоянная и называется пластической вязкостью (PV).

Пластическая вязкость зависит от температуры и давления.

Для вязкопластической жидкости Бингама можно записать реологическое уравнение

$$\tau = (YP) + (PV) \gamma, \text{ или } \tau = (YP) + (PV) \left(-\frac{dv}{dr} \right). \quad (5.6)$$

Динамическое напряжение сдвига определяется вискозиметром, (см. гл. 6) и измеряется в Н/м^2 .

Жидкость, подчиняющаяся степенному закону (уравнение состояния). В этой жидкости зависимость между τ и γ (рис. 5.7) определяется следующим выражением:

$$\tau = K (\gamma)^n, \text{ или } \tau = K \left(-\frac{dv}{dr} \right)^n, \quad (5.7)$$

где n — коэффициент поведения потока, $n = 0 \div 1$; K — коэффициент консистенции.

Если $n = 1$, то уравнение (5.7) упрощается:

$$\tau = K \gamma.$$

При $K = \mu$ зависимость становится такой, как для ньютоновской жидкости.

Величина n определяет характер поведения неньютоновской жидкости, а K — консистенцию жидкости. Чем больше значение K , тем выше консистенция жидкости.

Нелинейно-вязкие жидкости. Подчиняющаяся степенному закону жидкость и вязкопластическая жидкость Бингама относятся к линейно-вязким жидкостям, для которых вязкость не изменяется во времени. В линейно-вязких жидкостях кажущаяся вязкость при определенных значениях скорости сдвига и температуры изменяется во времени.

Различают два типа нелинейно-вязких жидкостей.

1. Тиксотропная жидкость, для которой наблюдается уменьшение напряжения сдвига в процессе сдвига при постоянной скорости сдвига. Тиксотропная жидкость в покое становится гелем, а при перемешивании переходит в жидкое состояние. Примерами тиксотропной жидкости являются краска, консистентная смазка, растворы полимеров.

2. Реопектическая жидкость, для которой напряжение сдвига увеличивается в процессе сдвига при данной скорости и постоянной температуре. Чисто реопектические жидкости встречаются редко. Примерами могут служить суспензии гипса и бентонита.

ВИСКОЗИМЕТРЫ

Основные реологические свойства жидкости можно измерить с помощью вискозиметра (или ареометра). Вискозиметр ротационного типа обычно имеет две частоты вращения — 300 и 600 об/мин, или шесть частот — 3, 6, 100, 200, 300, 600 об/мин. Большинство промысловых приборов имеют только две частоты вращения: 300 и 600 об/мин.

Прибор сконструирован так, что пластическая вязкость определяется как разность между напряжением сдвига при 600 и 300 об/мин:

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300},$$

где θ_{600} , θ_{300} — показания прибора при 600 и 300 об/мин соответственно.

Для пластической модели Бингама можно записать:

$$\tau = (YP) + (PV) \gamma. \quad (5.8)$$

Пусть при частоте вращения 300 об/мин имеем $\tau = \theta_{300}$ и $\gamma = \gamma_{300}$.

Уравнение (5.6) можно записать в виде

$$\theta_{300} = (YP) + (PV) \gamma_{300} \text{ или } (PV) \gamma_{300} = \theta_{300} - (YP). \quad (5.8, а)$$

Соответственно при частоте 600 об/мин уравнение (5.8) можно записать в виде

$$(PV) \gamma_{600} = \theta_{600} - (YP), \quad (5.8, б)$$

Кроме того, можно записать соотношение

$$(PV) 2\gamma_{300} = \theta_{600} - (YP), \quad (5.8, в)$$

где $2\gamma_{300} = \gamma_{600}$.

Разделив уравнение (5.8, в) на (5.8, а), получим

$$2 = \frac{\theta_{600} - (YP)}{\theta_{300} - (YP)} \quad \text{или} \quad YP = 2\theta_{300} - \theta_{600},$$

или

$$YP = \theta_{300} - (PV).$$

ВЫВОД УРАВНЕНИЙ ДЛЯ ЛАМИНАРНОГО ПОТОКА

ВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ БИНГАМА

Уравнение потока жидкости в трубах определены с учетом следующих допущений.

1. Скорость жидкости на стенке трубы равна нулю.
2. Величина вязкости не зависит от времени или длительности приложения сдвига.
3. Частицы, движущиеся внутри цилиндрического объема конечной толщины перемещаются параллельно оси трубы с одинаковой скоростью. Частицы, которые находятся в цилиндре, прилегающем к стенке трубы, имеют нулевую скорость. Скорость частиц в соседних объемах к центру постепенно увеличивается и достигает максимальной величины на оси трубы.

Поток в трубе

Рассмотрим концентрически расположенный в трубе цилиндр радиусом r и длиной L (рис. 5.8). При установившемся движении жидкости, т. е. при отсутствии ускорения, на элементарный объем жидкости действуют следующие силы: дифференциальное давление $(p_1 - p_2)$, которое поддерживает установившееся движение со скоростью v ; напряжение сдвига τ — результат действия скольжения частиц внутри объема по частицам, находящимся за поверхностью данного объема. Напряжение сдвига τ направлено против движения частиц внутри объема, и для установившегося потока равновесие между силами следующее:

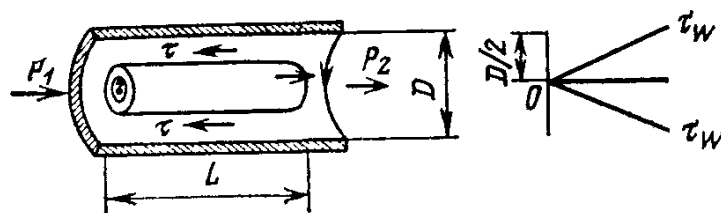


Рис. 5.8 Движение элементарного объема жидкости в трубе

Движущая сила = Противодействующая сила, или $(p_1 - p_2) \times \text{Площадь сечения на границе объема} = \tau \times \text{Площадь поверхности объема}$.

Так как площадь поверхности объема составляет $2\pi rL$, то

$$(p_1 - p_2) \pi r^2 = 2\pi rL\tau, \text{ откуда } \tau = \Delta p r / 2L, \quad (5.9)$$

где Δp — потери давления за счет трения $(p_1 - p_2)$.

Уравнение распределения напряжений сдвига (5.9) можно использовать для определения напряжений сдвига при движении жидкости в трубе.

На стенке трубы имеем $r = 0,5D$, $\tau = \tau_w$, где τ_w — напряжение сдвига на стенке трубы.

Подставляя эти значения в уравнение (5.9), получаем

$$\tau_w = \Delta p 0,5D / 2L, \text{ или } \tau_w = \Delta p D / 4L. \quad (5.9, a)$$

Из уравнений (5.9) и (5.9, a) получим напряжение сдвига в любой точке через значения τ_w и r :

$$\tau = \frac{2r}{D} \tau_w, \quad (5.9, б)$$

где r — расстояние от центра трубы.

Согласно уравнению (5.9, б) имеем $\tau = 0$ при $r = 0$.

Распределение напряжений сдвига показано на рис. 5.8.

Уравнение для ламинарного потока жидкости в трубе определяется с помощью пластической модели Бингама после интегрирования.

Для пластической модели Бингама

$$\tau = (YP) + (PV) \left(-\frac{dv}{dr} \right).$$

Подставляя выражение (5.9) в это уравнение, получаем

$$\frac{\Delta p r}{2L} = (YP) + (PV) \left(-\frac{dv}{dr} \right).$$

Интегрируя по r , имеем

$$\int \frac{\Delta p r}{2L} dr = \int (YP) dr - \int (PV) \frac{dv}{dr} dr$$

или

$$\Delta p r^2 / 4L = (YP) r - (PV) v + C, \quad (5.10)$$

где C — постоянная интегрирования.

На стенке трубы имеем условия $v = 0$, $r = R$, где R — радиус трубы.

Таким образом,

$$C = (\Delta p R^2 / 4L) - (YP) R. \quad (5.10, a)$$

Подставляя выражение (5.10, а) в уравнение (5.10) получим

$$v = \frac{\Delta p}{4L(PV)}(R^2 - r^2) + \frac{(YP)}{(PV)}(r - R). \quad (5.10, б)$$

Более удобно выразить это уравнение через объемный расход Q .

Используем взаимосвязь $dQ = v dA = v 2\pi r dr$. Применяя уравнение (5.10, б), можно записать

$$\begin{aligned} Q &= \int_0^R v 2\pi r dr = 2\pi \int_0^R \left[\frac{r \Delta p}{4L(PV)}(R^2 - r^2) + \frac{r(YP)}{(PV)}(r - R) \right] dr = \\ &= 2\pi \left[\frac{\Delta p}{4L(PV)} \left(\frac{R^4}{2} - \frac{R^4}{4} \right) + \frac{(YP)}{(PV)} \left(\frac{R^3}{3} - \frac{R^3}{2} \right) \right] = \frac{\pi \Delta p}{8L(PV)} R^4 - \\ &\quad - \frac{\pi(YP)}{3(PV)} R^3. \end{aligned}$$

Отметим, что эта формула — приближенная. Точный результат может быть получен разбиением интеграла на две области: 1) $\tau < (YP)$ и 2) $\tau > (YP)$. Конечное решение должно включать величину $(YP)^4$, однако приближенная формула дает приемлемые результаты.

Для средней скорости потока можно записать, что

$$\bar{v} = \frac{Q}{A} = \frac{\Delta p R^2}{8L(PV)} - \frac{(YP) R}{3(PV)}.$$

Преобразовывая это выражение, найдем

$$\Delta p = \frac{8L(PV)\bar{v}}{R^2} + \frac{8L(YP)}{3R}. \quad (5.11)$$

Уравнение (5.11) справедливо при любых единицах измерения параметров.

Так как $D = 2R$, то уравнение (5.11) можно записать в следующем виде:

$$\Delta p = \frac{32000L(PV)\bar{v}}{D^3} + \frac{2554L(YP)}{D}, \quad (5.12)$$

где PV — пластическая вязкость, 10^{-3} Па·с (сП); L — длина трубопровода, м; YP — динамическое напряжение сдвига, Па; D — диаметр трубопровода, мм.

Критическая скорость потока в трубе

Уравнение (5.12) применимо только к ламинарному потоку. В предыдущем разделе отмечалось, что ламинарный поток существует при $Re < 2000$, а турбулентный поток — при $Re > 3000$.

Таким образом, выражение для критической скорости может быть получено, если принять $Re = 3000$.

Для ньютоновской жидкости можно положить $(YP) = 0$ и из уравнения (5.12) найти

$$\Delta p = 32000 L \mu_e \bar{v} / D^2, \quad (5.13)$$

где μ_e — эффективная вязкость.

Уравнение (5.14) известно как уравнение Хагена—Пуазейля.

Эффективную вязкость μ_e используют в расчетах. Значение Δp из выражения (5.13) должно быть равно Δp по уравнению (5.12). Тогда можно записать, что

$$\frac{3200 L \mu_e \bar{v}}{D^2} = \frac{3200 L (PV) \bar{v}}{D^2} + \frac{2554 L (YP)}{D}$$

откуда

$$\mu_e = (PV) + \frac{2554}{32000} \left(\frac{D}{\bar{v}} \right) (YP). \quad (5.14)$$

Для турбулентного потока $Re = 3000$. Следовательно, можно записать соотношение

$$3000 = v_c D \rho / \mu_e, \quad (5.15)$$

где v_c — критическая скорость, при которой возникает турбулентное движение жидкости.

Подставляя μ_e из (5.14) в уравнение (5.15), получаем

$$3000 = \frac{\rho v_c D}{\mu_e} = \frac{\rho v_c D}{(PV) + (2554/32000)} = \frac{D (YP)}{v_c}.$$

Преобразуем это соотношение:

$$\frac{1}{3} \rho D v_c^2 - (PV) v_c - 0,0798 D (YP) = 0. \quad (5.16)$$

Так как скорость не может быть отрицательной, используем положительный корень этого уравнения:

$$v_c = \frac{(PV) + \sqrt{(PV)^2 + 4 (\rho D / 3) 0,0798 D (YP)}}{(2/3) \rho D}, \text{ или}$$

$$v_c = 1,5 \frac{(PV) + \sqrt{(PV)^2 + 0,1064 \rho D^2 (YP)}}{\rho D}. \quad (5.17)$$

Уравнение (5.17) может быть использовано как критерий для определения типа потока путем сравнения скорости v_c со средней скоростью жидкости, определяемой выражением $\bar{v} = Q/A$.

Если $v_c < \bar{v}$, то поток турбулентный; при $v_c > \bar{v}$ поток ламинарный. Уравнения (5.11) или (5.12) используют для определения падения давления.

Пример 5.1. Буровой раствор прокачивают с подачей 12,6 л/с (0,0126 м³/с) через 114-мм бурильную трубу длиной 122 м. Плотность жидкости 1078 кг/м³, пластическая вязкость $15 \cdot 10^{-3}$ Па·с (15 сП), динамическое напряжение сдвига 10 Па. Определить тип потока и потери давления на длине трубы.

Решение. По формуле (5.17) находим критическую скорость движения жидкости

$$v_c = 1,5 \frac{15 + \sqrt{15^2 + 0,1064 \cdot 1,078 \cdot 114^2 \cdot 1,0}}{1,078 \cdot 114} = 1,69 \text{ м/с.}$$

Находим среднюю скорость потока

$$\bar{v} = \frac{Q}{A} = \frac{0,0126}{(\pi/4) 0,114^2} = 1,23 \text{ м/с.}$$

Так как $v_c > \bar{v}$, то поток ламинарный и можно использовать формулу (5.12) для определения перепада давления

$$\Delta p = \frac{32000 \cdot 122 \cdot 15 \cdot 1,23}{114^3} + \frac{2554 \cdot 122 \cdot 1,0}{114} = 32757 \text{ Па.}$$

Поток в кольцевом пространстве

Существует несколько уравнений, определяющих сопротивление для ламинарного потока в кольцевом пространстве. Они дают различные результаты для потерь давления при одинаковых объемных расходах и свойствах жидкости. В бурении нефтяных скважин потери давления в кольцевом пространстве при ламинарном потоке малы и составляют не более 10 % общих потерь при турбулентном режиме. В бурении нефтяных скважин поток жидкости в кольцевом пространстве существует при движении бурового раствора между бурильной и обсадной колоннами или между бурильной колонной и стенкой скважины.

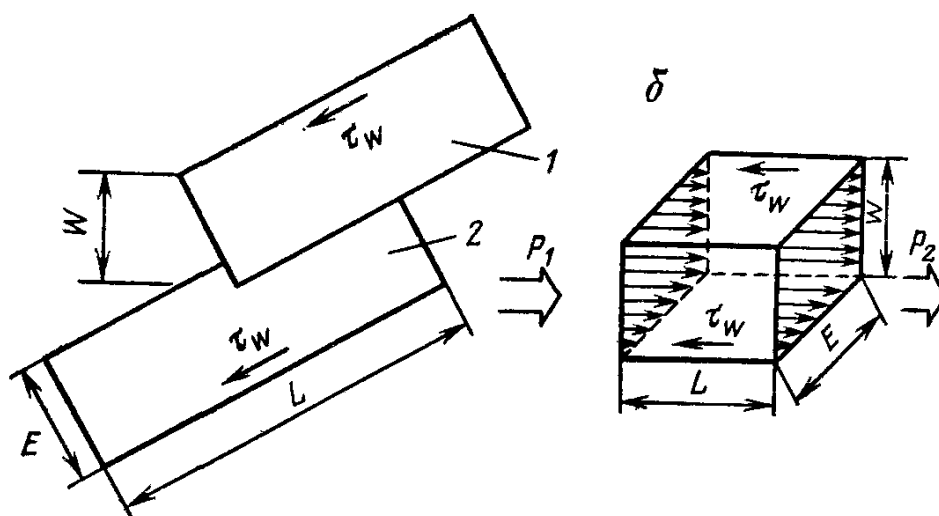


Рис. 5.9. Поток жидкости (а) и элементарный кубик (б) в узкой щели: 1, 2 — верхняя и нижняя пластины; W — вертикальное расстояние между пластинами; L — длина пластин (бесконечная); E — ширина пластин

С достаточной для практики точностью геометрия кольцевого пространства может быть представлена узкой щелью между двумя бесконечными пластинами (рис. 5.9). При установившемся потоке силы, действующие на узкую щель

$$\Delta p W E = 2\tau_w L E.$$

Отсюда находим

$$\tau_w = \Delta p W / 2L,$$

где $\Delta p = p_1 - p_2$; τ_w — напряжение сдвига на стенке трубы; E — ширина пластинки; L — длина пластинки; W — расстояние между пластинками.

Если расстояние от центра элементарного кубика до его границы принять равным Y , то можно записать, что $W = 2Y$. Таким образом,

$$\tau_w = \frac{\Delta p 2Y}{2L} = \Delta p Y / L.$$

При переменном расстоянии Y это уравнение может быть использовано для получения напряжения сдвига:

$$\tau = \Delta p y / L. \quad (5.18)$$

Для пластической модели Бингама известно соотношение:

$$\text{Напряжение сдвига} = \text{Динамическое напряжение сдвига} + \\ + \text{Пластическая вязкость} \times \text{Скорость сдвига}$$

или

$$\tau = (YP) + PV \left(-\frac{dv}{dy} \right).$$

Подставляя выражение (5.18) в это уравнение, получаем

$$\frac{\Delta p y}{L} = (YP) + (PV) \left(-\frac{dv}{dy} \right).$$

Интегрируя по y , имеем

$$\int \frac{\Delta p}{L} y dy = \int (YP) dy - \int (PV) dv$$

или окончательно

$$\left(\frac{\Delta p}{2L} \right) y^2 = (YP) y - (PV) v + C, \quad (5.19)$$

где C — постоянная интегрирования.

Учтем, что на поверхности объема $y = Y$ и $v = 0$, следовательно,

$$C = (\Delta p / 2L) Y^2 - (YP) Y. \quad (5.20)$$

Подставляя значение (5.20) в уравнение (5.19), получим

$$v = \frac{\Delta p}{2L(PV)} (Y^2 - y^2) + \frac{(YP)}{(PV)} (y - Y). \quad (5.21)$$

Но $dQ = \text{Объемный расход потока} = v dA$, $A = \text{Площадь щели} = WE = E(2Y)$ (см. рис. 5.9), следовательно, $dA = E(2dy)$.

Подставляя значение v из (5.21) в выражение для dQ , получим

$$\begin{aligned} Q &= \int_0^y \left[\frac{\Delta p}{2L(PV)} (Y^2 - y^2) + \frac{(YP)}{(PV)} (y - Y) \right] E 2dy = \\ &= \left[\frac{\Delta p}{L(PV)} \left(\frac{2}{3} Y^3 \right) - \frac{(YP)}{(PV)} Y^2 \right] E. \end{aligned} \quad (5.22)$$

Средняя скорость может быть определена как $\bar{v} = Q/A$. Таким образом,

$$\bar{v} = \frac{\Delta p Y^2}{3L(PV)} - \frac{(YP) Y}{2(PV)}. \quad (5.23)$$

Определяя Δp и учитывая, что

$$Y = \frac{W}{2} = \frac{1}{2} \left(\frac{D_{\text{скв}} - D_{\text{н}}}{2} \right) = \frac{1}{4} (D_{\text{скв}} - D_{\text{н}}) \quad (5.24)$$

($D_{\text{скв}}$ — диаметр скважины; $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр бурильной трубы или УБТ), получаем

$$\Delta p = \frac{48000L(PV)\bar{v}}{(D_{\text{скв}} - D_{\text{н}})^2} + \frac{2874L(YP)}{D_{\text{скв}} - D_{\text{н}}}. \quad (5.25)$$

Пример 5.2. Определить потери давления в кольцевом пространстве при следующих исходных данных: длина бурильной колонны 2743 м, наружный диаметр бурильной трубы 127 мм, внутренний диаметр 108,6 мм, диаметр скважины 215,9 мм, пластическая вязкость $20 \cdot 10^{-3}$ Па·с, динамическое напряжение сдвига 9,58 Па, подача бурового раствора 18,9 л/с, плотность бурового раствора 1200 кг/м³.

Решение Найдем среднюю скорость потока в кольцевом пространстве

$$\bar{v} = \frac{Q}{(\pi/4)(D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{н}}^2)} = \frac{0,0189}{(\pi/4)(0,2159^2 - 0,127^2)} = 0,79 \text{ м/с.}$$

По формуле (5.25) находим потери давления

$$\Delta p = \frac{48000 \cdot 2743 \cdot 20 \cdot 0,79}{(215,9 - 127)^2} + \frac{2874 \cdot 2743 \cdot 9,58}{215,9 - 127} = 14140 \text{ Па.}$$

Поскольку критическая скорость $v_c = 2,06$ м/с, то поток — ламинарный.

Критическая скорость в кольцевом пространстве

Используя рассуждения, приведенные выше, можно применить уравнение (5.24) для описания ньютоновской жидкости, если допустить, что $YP=0$. Поэтому

$$\Delta p = 48000 L \mu_e \bar{v} / (D_{\text{скв}} - D_{\text{н}})^2. \quad (5.26)$$

Эффективная вязкость μ_e может быть использована в выражении (5.26) так, чтобы оно было эквивалентно уравнению (5.24).

Можно записать, что

$$\frac{48000 L \mu_e \bar{v}}{(D_{\text{скв}} - D_{\text{н}})^2} = \frac{48000 L (PV) \bar{v}}{(D_{\text{скв}} - D_{\text{н}})^2} + \frac{2874 L (YP)}{D_{\text{скв}} - D_{\text{н}}} \quad (5.26, a)$$

откуда

$$\mu_e = (PV) + \frac{2874}{48000} D_e \left(\frac{YP}{\bar{v}} \right), \quad (5.26, б)$$

где $D_e = D_{\text{скв}} - D_{\text{н}}$.

Учитывая, что $Re = v D \rho / \mu_e$ и критическое значение параметра Рейнольдса $Re = 3000$ для турбулентного режима, преобразуем уравнение (5.26), подставляя v_c вместо $\bar{v}$:

$$3000 = 1000 \frac{\rho v_c D_e}{(PV) \frac{2874}{48000} \frac{D_e (YP)}{v_c}}. \quad (5.27)$$

Учитывая только положительный корень, получим

$$v_c = \frac{(PV) + \sqrt{(PV)^2 + 4 (\rho D_e / 3) 0,059 D_e (YP)}}{(2/3) \rho D_e} \quad (5.28)$$

или

$$v_c = 1,5 \frac{(PV) + \sqrt{(PV)^2 + 0,079 \rho D_e^2 (YP)}}{\rho D_e}. \quad (5.29)$$

Жидкость, подчиняющаяся степенному закону

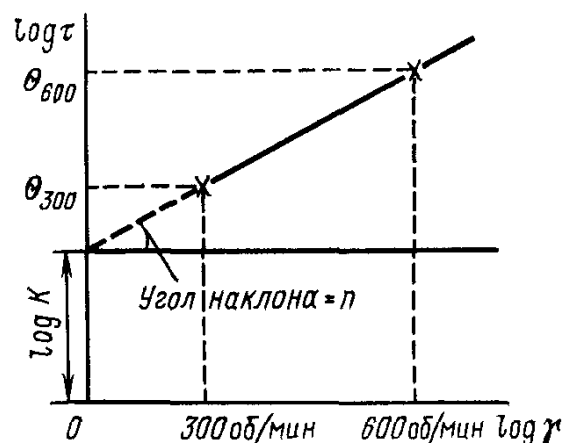
Для модели можно записать:

$$\tau = K (\gamma)^n \quad (5.30)$$

или

$$\log \tau = \log K + n \log \gamma.$$

Таким образом, зависимость (5.30) в координатах $\log \tau$ и $\log \gamma$ представляет собой прямую с углом наклона n , пересекающую ординату на расстоянии $\log K$ от начала координат. График может быть построен по двум точкам путем нанесения величин напряжений сдвига, измеренных вискозиметром при частотах вращения 300 и 600 об/мин (рис. 5.10).



Можно найти угол наклона

Рис 5.10 Показания вискозиметра, нанесенные на систему координат $\log \tau = f \log \gamma$

$$n = \frac{\log \theta_{300} - \log K}{\log \theta_{300}} \quad (5.31)$$

Конструкция вискозиметра такова, что скорость сдвига при частоте 300 об/мин составляет 511 с^{-1} , поэтому

$$n = \frac{\log \theta_{300} - \log K}{\log 511}, \quad K = \frac{\theta_{300}}{(511)^n}.$$

Окончательно

$$n = \frac{\log \theta_{600} - \log \theta_{300}}{\log \gamma_{600} - \log \gamma_{300}}. \quad (5.32)$$

Кроме того, известно, что

$$\gamma_{600} = 1022 \text{ с}^{-1},$$

следовательно,

$$n = \frac{\log (\theta_{600}/\theta_{300})}{\log (1022/511)},$$

или

$$n = 3,32 \log (\theta_{600}/\theta_{300}). \quad (5.33)$$

Движение жидкости внутри труб

Реологическое уравнение для жидкости, подчиняющейся степенному закону, может быть записано таким образом:

$$\tau = K \left(-\frac{dv}{dr} \right)^n. \quad (5.34)$$

Напряжение сдвига τ , выраженное через Δp , r , L , имеет вид

$$\tau = \Delta p r / 2L.$$

Подставляя это значение в уравнение (5.34), получим

$$\frac{\Delta p r}{2L} = K \left(-\frac{dv}{dr} \right)^n, \text{ или } \left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} r^{1/n} dr = -dv.$$

Интегрируя по r , находим

$$\left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} r^{(n+1)/n} = -v + C, \quad (5.34, a)$$

где C — постоянная интегрирования.

На границе $r=R$, $v=0$, следовательно,

$$C = \left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} R^{(n+1)/n}.$$

Из уравнения (5.34, а) можно найти:

$$v = \left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} [R^{(n+1)/n} - r^{(n+1)/n}].$$

Принимая во внимание, что

$$Q = \int_0^R v dA,$$

определяем

$$\begin{aligned} Q &= \int_0^R \left[\left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} (R^{(n+1)/n} - r^{(n+1)/n}) \right] 2\pi r dr = \\ &= \left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} \left[\frac{R^2}{2} R^{(n+1)/n} - \frac{n}{3n+1} r^{(3n+1)/n} \right]_0^R 2\pi = \\ &= \left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} \left[\frac{R^2}{2} R^{(n+1)/n} - \frac{n}{3n+1} R^{(3n+1)/n} \right] 2\pi. \end{aligned}$$

Среднюю скорость $\bar{v}$ получаем из выражения

$$\bar{v} = \frac{Q}{A} = \frac{2\pi}{\pi R^2} \left[\frac{R^2}{2} R^{(n+1)/n} - \frac{n}{3n+1} R^{(3n+1)/n} \right] \left(\frac{\Delta p}{2LK} \right)^{1/n} \left(\frac{n}{n+1} \right).$$

Из этого соотношения находим

$$\Delta p = \frac{2LK}{D} \left(\frac{3n+1}{n} \frac{\bar{v}}{R} \right)^n.$$

Учитывая, что $R=0,5D$ (где D — диаметр трубы), находим

$$\Delta p = \frac{4LK}{D} \left(2 \frac{3n+1}{n} \frac{\bar{v}}{D} \right)^n. \quad (5.35)$$

В уравнении (5.35) применены следующие размерности параметров: K (Па·с), L (м), D (м), $\bar{v}$ (м/с), Δp (Па).

В нефтяном бурении в США и других странах длину и диаметр измеряют соответственно в метрах и миллиметрах, в то время как коэффициент консистентности K определяется из показаний вискозиметра и выражается в фунт·сⁿ/100 фут² (Н·с²/м²). Поэтому указанную величину необходимо перевести в Н·сⁿ/м² или Па·сⁿ, умножив на коэффициент 0,479.

Уравнение (5.35) удобнее записать в виде

$$\Delta p = \frac{1916}{D} KL \left(2000 \frac{3n+1}{n} \frac{\bar{v}}{D} \right)^n, \quad (5.35, a)$$

где Δp — потери давления, Па.

Поток в кольцевом пространстве

Согласно уравнению (5.18)

$$\tau = \Delta p y / L.$$

Подставляя (5.18) в уравнение (5.30), получим

$$\tau = \frac{\Delta p y}{L} = K \gamma^n = K \left(-\frac{dv}{dy} \right)^n,$$

где $\gamma = -dv/dy$.

Теперь можно записать уравнение

$$\left(\frac{\Delta p}{LK} \right)^{1/n} y^{1/n} = -\frac{dv}{dy}.$$

Интегрируя по y , имеем

$$\left(\frac{\Delta p}{LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} y^{(n+1)/n} = -v + C,$$

где C — постоянная интегрирования.

Согласно граничным условиям $v=0$ при $y=Y$, следовательно,

$$C = \left(\frac{\Delta p}{LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} Y^{(n+1)/n}. \quad (5.36)$$

Окончательно

$$v = \left(\frac{\Delta p}{LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} [Y^{(n+1)/n} - y^{(n+1)/n}]. \quad (5.37)$$

Учитывая, что $dQ = v dA$, из уравнения (5.37) получим

$$Q = \int_0^Y \left(\frac{\Delta p}{LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} [Y^{(n+1)/n} - y^{(n+1)/n}] E 2 dy,$$

где E — ширина пластинки (см. рис. 5.9).

После интегрирования имеем

$$Q = \left(\frac{\Delta p}{LK} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} Y^{(2n+1)/n} \frac{n}{2n+1} 2E.$$

Средняя скорость определяется из соотношения

$$\bar{v} = \frac{Q}{A} = \frac{2E}{2YE} \left(\frac{\Delta p}{LK} \right)^{1/n} \frac{n}{2n+1} y^{(2n+1)/n},$$

откуда

$$\Delta p = \frac{KL}{Y} \left(\frac{2n+1}{n} \frac{\bar{v}}{Y} \right)^n.$$

Согласно рис. 5.9

$$Y = \frac{W}{2} = \frac{1}{2} \frac{D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}}{2} = \frac{1}{4} (D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}),$$

таким образом,

$$\Delta p = \frac{4KL}{D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}} \left(4 \frac{2n+1}{n} \frac{\bar{v}}{D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}} \right)^n. \quad (5.38)$$

Уравнение (5.38) справедливо при любых единицах измерения параметров, однако его удобнее записать в виде

$$\Delta p = \frac{1916}{D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}} KL \left(4000 \frac{2n+1}{n} \frac{\bar{v}}{D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}} \right)^n 10^{-3},$$

где Δp — потери давления, Па; $D_{\text{СКВ}}$, $D_{\text{Н}}$ — диаметры, м; L — длина, м; $\bar{v}$ — скорость, м/с.

Критические скорости для жидкости, подчиняющейся степенному закону

Поток в трубе. Из уравнения (5.13) видно, что для ньютоновской жидкости ($Y_P = 0$) потери давления Δp находят следующим образом:

$$\Delta p = \frac{32000 L \mu_e \bar{v}}{D^3}. \quad (5.39)$$

Эффективная вязкость μ_e может быть заменена в (5.13) после приравнивания этого уравнения к (5.35, а), т. е.

$$\frac{32000 KL \mu_e}{D^3} = 1916 \frac{KL}{D} \left(2000 \frac{3n+1}{n} \frac{\bar{v}}{D} \right)^n,$$

откуда

$$\mu_e = \frac{1916}{32000} \left(2000 \frac{3n+1}{n} \frac{\bar{v}}{D} \right)^n. \quad (5.40)$$

Число Рейнольдса определяется формулой

$$Re = \frac{Dv\rho}{\mu_e}, \quad (5.40, a)$$

и если $Re=3000$, то поток — турбулентный и $v=v_c$. Подставляя (5.40) в уравнение (5.40, а), получаем критическую скорость (м/с)

$$v_c = \left(\frac{0,179K}{\rho} \right)^{1/2-n} \left(\frac{2000}{D} \frac{3n+1}{n} \right)^{n/2-n}. \quad (5.41)$$

Поток в кольцевом пространстве. Используя уравнения (5.39), (5.26, б) и формулу для числа Рейнольдса, найдем критическую скорость (м/с) для кольцевого пространства

$$v_c = \left(\frac{0,119K}{\rho} \right)^{1/2-n} \left(\frac{4000}{D_{скв} - D_n} \frac{2n+1}{n} \right)^{n/2-n}. \quad (5.42)$$

Вывод этого уравнения предлагаем сделать самостоятельно.

ТУРБУЛЕНТНЫЙ ПОТОК

В предыдущих разделах техника анализа использовалась для описания ламинарного потока жидкости и вывода выражений, определяющих потери давления в трубах и кольцевом пространстве. Поскольку в турбулентном потоке частицы жидкости движутся хаотически, то чрезвычайно трудно найти точно аналитический метод для установления потерь давления. Многие исследователи пришли к выводу, что потери давления при турбулентном потоке лучше всего определять из графиков с помощью уравнения

$$\Delta p = 2fL\rho\bar{v}^2/D, \quad (5.43)$$

где f — коэффициент трения.

КОЭФФИЦИЕНТЫ ТРЕНИЯ

Применение уравнения (5.43) возможно, если известна величина коэффициента трения f . Для ламинарного потока основным является уравнение (5.11), устанавливающее взаимосвязь между Δp , L , μ_e , $\bar{v}$, D , где $PV=\mu_e$ и $YP=0$:

$$\Delta p = 32L\mu_e\bar{v}/D^2. \quad (5.44)$$

где $D=2R$.

Приравнивая уравнения (5.43) и (5.44), получаем

$$2fL\rho\bar{v}^2/D = 32L\mu_e\bar{v}/D^2,$$

откуда $f = 16\mu_e/\rho\bar{v}D = 16/(\rho\bar{v}D/\mu_e)$, следовательно,

$$f = 16/Re, \quad (5.45)$$

где $Re = \rho\bar{v}D/\mu_e$.

Таким образом, для ламинарного потока коэффициент трения обратно пропорционален числу Рейнольдса.

При турбулентном движении профиль скорости движения жидкости практически одинаков по сечению трубы, и только на слой, прилегающий к стенке трубы, действует эффект шероховатости стенки трубы. Если эта шероховатость мала, т. е. высота неровностей меньше толщины ламинарного подслоя, то коэффициент трения не зависит от шероховатости стенки трубы. Если неровности пронизывают весь ламинарный подслой и прилегающие слои, то начинает сказываться эффект шероховатости стенки трубы. Шероховатость зависит от высоты выступов E_v и выражается безразмерной величиной — отношением E_v к диаметру трубы.

В практике бурения трудно измерить шероховатость стенки трубы, так как труба постоянно работает в агрессивной среде. Кроме того, измерения связаны с практическими трудностями, чтобы избежать их и получить простые уравнения для определения потери давления в турбулентном потоке, можно использовать следующие экспериментальные зависимости:

Блазиуса и Шлюмберже

$$f = 0,057 \operatorname{Re}^{-0,2}, \quad (5.46)$$

Прандтля

$$f^{-0,5} = 4 \log (\operatorname{Re} \sqrt{f}) + 0,8. \quad (5.47)$$

Уравнение (5.46) точно выражает зависимость до значения $\operatorname{Re} = 10^5$, что достаточно для решения практических задач в бурении. Уравнение (5.47) сложнее для решения и обычно применяется в том случае, когда необходим точный результат при $\operatorname{Re} > 10^5$.

Более полное изложение законов движения турбулентных потоков приведено в работе А. Х. Скелланда [1].

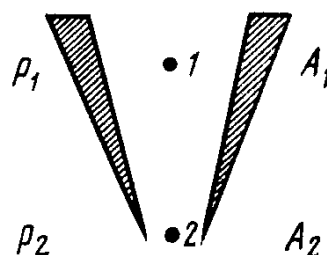
ПОТОК ЧЕРЕЗ НАСАДКИ ДОЛОТА

Трехшарошечные долота обычно снабжены двумя или тремя насадками для создания направленного потока бурового раствора с высокой скоростью на забой скважины, очистки зубьев и подъема частиц выбуренной породы к устью скважины. Малые площади насадок обеспечивают высокую скорость проходящей через них жидкости, поэтому потоки через насадки всегда турбулентны.

На рис. 5.11 показано сечение типичной насадки. Насадка может рассматриваться как сопло, к которому в точках 1 и 2 применимо уравнение Бернулли

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2.$$

Рис 5 11. Поток жидкости через насадки долота



Если $A_2 < A_1$ (где A_1 и A_2 — площади сечения насадки в точках 1 и 2 соответственно), то $v_2^2 \gg v_1^2$; в результате это уравнение упростится и можно найти

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho v_2^2. \quad (5.48)$$

где $\Delta p = p_1 - p_2$.

Для скорости истечения раствора из насадки определим

$$v_2 = \sqrt{2\Delta p / \rho}. \quad (5.49)$$

Уравнение (5.49) не учитывает потери на трение в насадке, поэтому введем корректирующий коэффициент, известный как коэффициент расхода C_d .

Тогда уравнение (5.49) можно записать следующим образом:

$$v_2 = C_d \sqrt{2\Delta p / \rho}. \quad (5.49, a)$$

Величина $C_d \approx 0,95$, поэтому и уравнение (5.49, а) принимает вид

$$v_n = 0,95 \sqrt{2\Delta p / \rho} = 1,344 \sqrt{\Delta p / \rho}, \quad (5.50)$$

где v_n — скорость истечения или скорость струи.

Из уравнения (5.50) найдем потери давления

$$\Delta p = \rho v_n^2 / 1,805. \quad (5.51)$$

Определим площадь насадки. Трехшарошечное долото обычно снабжено тремя насадками, и цель гидравлических расчетов — установление общей площади сечения и размеров насадок. Зная, что $Q = vA$, найдем

$$A_T = Q / v_n, \quad (5.52)$$

где A_T — общая площадь сечения насадок (площадь трех насадок).

Кроме того, для диаметра насадки можно записать

$$d = \sqrt{4A_T / 3\pi}. \quad (5.53)$$

Пример 5 3 Определить размеры насадок для трехшарошечного долота. Расход бурового раствора 31,5 л/с (0,315 м³/с), потери давления в долоте 6,89 МПа, плотность раствора 1200 кг/м³.

Решение Из уравнения (5.50) находим скорость истечения жидкости из насадки

$$v_n = 0,95 \sqrt{2 \cdot 6,89 \cdot 10^8 / 1200} = 102 \text{ м/с.}$$

Из уравнения (5.52) общая площадь сечения насадок

$$A_T = 0,315 / 102 = 3,088 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \approx 309 \text{ мм}^2.$$

Из уравнения (5.53) найдем диаметр насадки:

$$d = \sqrt{4 \cdot 309 / 3,14} = 19,84 \text{ мм.}$$

ЗАДАЧА

Доказать, что эффективная вязкость для потока жидкости, описываемой степенной моделью в кольцевом пространстве, определяется формулой

$$\mu_e = 0,04K (D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}) \left[\frac{4000}{D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}}} \left(\frac{2n+1}{n} \right) \right]^n v^{n-1}.$$

Список литературы

1. Skelland A. H. Non-Newtonian Flow and Heat Transfer — New York: John Wiley, 1967.
2. Schlumberger. Cementing Technology — Dowell Schlumberger Publications, 1984.

ФУНКЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Охлаждение долота и смазка его зубцов. Для бурения требуется значительное количество механической энергии, обусловленной действием нагрузки на долото, вращением колонны труб и гидравлической мощностью вследствие движения раствора. Большая часть этой энергии рассеивается в виде тепла, которое нужно удалить, чтобы буровое долото могло надежно функционировать. С помощью бурового раствора можно также удалить шлам из пространства между зубьями долота, что предупреждает образование сальника на долоте.

Смазка и охлаждение бурильной колонны. При вращении бурильной колонны образуется значительное количество тепла, которое должно рассеиваться вне скважины. Буровой раствор помогает охлаждать бурильную колонну, поглощая тепло и снижая его путем конвекции и радиации в окружающую атмосферу около наземных амбаров. Буровой раствор также обеспечивает смазку, что уменьшает трение между бурильной колонной и стенками ствола скважины. Смазка обычно обеспечивается добавлением бентонита, масла, графита и т. д.

Контроль пластового давления. Для безопасности бурения необходимо, чтобы высокие пластовые давления контролировались в скважине с целью исключения поломок оборудования и травм обслуживающего бурового персонала. Эту задачу выполняет буровой раствор, обеспечивающий превышение гидростатического давления над пластовым. Чтобы бурение было эффективным, разность между гидростатическим и пластовым давлением должна быть равной нулю. На практике для создания надежной защиты от выброса из скважины используется избыток давления 689,5—1379 кПа. Избыток давления иногда называют давлением, удерживающим от скалывания породы; его величина непосредственно влияет на механическую скорость бурения. Механическая скорость бурения уменьшается при увеличении указанного выше давления. При вскрытии пласта с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) последнее становится отрицательным и отмечается внезапное увеличение механической скорости бурения. Обычно такое состояние считается признаком угрозы выброса из скважины.

Вынос шлама из скважины. Чтобы бурение было эффективным, выбуренная порода должна немедленно удаляться. Буровой раствор выносит шлам из скважины на поверхность, где он

отделяется от раствора. Следовательно, буровой раствор должен обладать свойствами, которые обеспечивают отделение шлама на поверхности и рециркуляцию.

Несущая способность бурового раствора зависит от нескольких факторов, включая скорость прокачки в кольцевом пространстве, пластическую вязкость, предельное напряжение сдвига и скорость перемещения частиц выбуренной породы.

Результирующая скорость (или скорость подъема) движения бурового шлама v представляет собой разность между скоростью прокачки раствора в кольцевом пространстве v_r и скоростью перемещения частиц выбуренной породы v_s .

Если воспользоваться степенной моделью взаимосвязи напряжений и скоростью деформации для жидкости, то скорость перемещения частиц выбуренной породы можно найти по формуле

$$v_s = \frac{15,23 D_p (\rho_p - \rho_m)^{0,667}}{(\rho_m \mu_e)^{0,333}}, \quad (6.1)$$

где D_p — диаметр частиц; ρ_p — средняя плотность частиц; ρ_m — плотность бурового раствора; μ_e — эффективная вязкость бурового раствора.

Скорость прокачки раствора в кольцевом пространстве определяется отношением объемного расхода жидкости к площади поперечного сечения.

Результирующую скорость движения шлама можно найти по формуле

$$v = v_r - v_s. \quad (6.2)$$

Раствор также должен обладать способностью удерживать шлам в суспендированном виде после прекращения циркуляции, чтобы предотвратить его скапливание на забое скважины, а также прихват трубы.

Сохранение устойчивости стенок скважины. Образование плотной глинистой корки способствует устойчивости стенок ствола скважины, что в некоторой степени напоминает наклеивание штукатурки на внутренних стенах дома. Перепад давления между гидростатическим давлением раствора и пластовым также содействует повышению устойчивости стенок ствола скважины. Устойчивость стенок скважины, сложенных глинистым сланцем, в основном зависит от типа используемого раствора.

Следует отметить, что наилучший способ сохранить устойчивость ствола скважины — уменьшить время, в течение которого скважина остается открытой.

Сохранение естественных свойств продуктивных пластов при проведении геофизических исследований. В скважинах запол-

ненных буровым раствором, каротажи проводят с помощью зонда, который спускают на каротажном кабеле, с целью установления наличия и размера углеводородных зон. Каротажи в открытом стволе проводят для определения пористости, границ между пластами, местоположений пластов с АВПД и места проводки следующей скважины [1].

Следовательно, буровой раствор должен обладать такими параметрами, которые позволяют получить каротажные диаграммы хорошего качества. Полное описание каротажа скважин и влияние бурового раствора на качество диаграмм можно найти в работе [2].

ТИПЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Плотность пресной воды составляет 1000 кг/м^3 , что соответствует градиенту давления $9,8 \text{ кПа/м}$. Отсюда для скважины глубиной 3048 м давление на забое, обусловленное полным столбом воды, составляет $29\,870 \text{ кПа}$. На этой глубине в пластах с нормальным давлением градиент давления может быть $10,5 \text{ кПа/м}$, а пластовое давление — $32\,068 \text{ кПа}$. Следовательно, если на этой глубине в качестве бурового раствора используют воду, то пластовые флюиды будут поступать в скважину, вызывая выброс. Фактически градиент пластового давления на глубине 3048 м часто может быть выше $10,5 \text{ кПа/м}$ и, таким образом, перепад давления в скважине будет больше.

Чтобы получить более высокое давление, следует увеличить плотность бурового раствора. Это достигается добавлением твердой фазы с высокой плотностью.

Буровой раствор можно определить, как суспензию твердой фазы в жидкой; жидкость может быть водой или нефтью. Обычно используют следующие типы буровых растворов: на водной основе, на нефтяной основе, эмульсионные.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Буровые растворы на водной основе состоят из четырех компонентов:

- воды (которая является основной жидкой фазой и используется для получения начальной вязкости раствора);

- химически активных фракций для обеспечения большей вязкости и создания предельного напряжения сдвига;

- инертных фракций для создания требуемой плотности раствора;

- химических добавок для управления параметрами бурового раствора.

Второй и третий компоненты представляют твердую фракцию раствора; химически активные фракции всегда являются

твердой фазой с низкой плотностью, в то время как инертные фракции могут быть твердой фазой с низкой или высокой плотностью.

Химически активная фракция растворов на водной основе состоит из глин типа бентонита и аттапульгита. Инертная фаза включает песок, барит, известняк, кремнистый сланец и т. д.

ХИМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Глины (или химически активная твердая фаза с низкой плотностью) добавляют в воду, чтобы получить вязкую жидкость с предельным напряжением сдвига, что необходимо для подъема бурового шлама и поддержания его в виде суспензии [см. уравнения (6.1) и (6.2)]. Механизм получения высокой вязкости и предельного напряжения сдвига очень сложен и полностью не изучен. Он связан с внутренней структурой глинистых частиц и электростатическими силами, удерживающими их вместе, когда они диспергированы в воде.

В настоящем разделе глины подробно не рассматриваются; тем, кто интересуется этим вопросом, рекомендуем обратиться к работам [3, 4, 5].

Для приготовления буровых растворов на водной основе в настоящее время применяют следующие два типа глин:

а) бентонитовая глина — компонент монтмориillonитовой группы глин, может использоваться только с пресной водой, поскольку в соленой воде нельзя получить высокие значения вязкости и предельного напряжения сдвига;

б) аттапульгит (или соленый гель) — компонент палыгорскитовой группы глин, при помощи которого получают буровые растворы с высокой вязкостью как в пресной, так и в соленой воде.

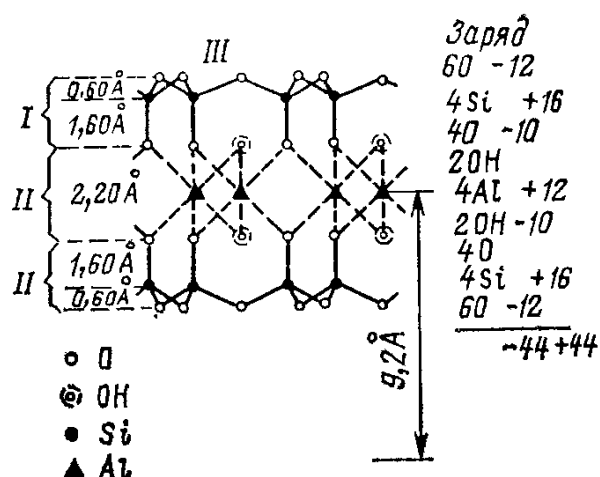
ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ГЛИН

АНИ [6] определяет глины как природные глинистые мелкозернистые материалы, которые при смачивании становятся пластичными. Глины образуются вследствие химического выветривания вулканических и метаморфических пород. Основным источником глин, применяемых в промышленных целях, — вулканическая зола, стекловатый компонент которой очень быстро выветривается, обычно до бентонита. Слои золы, перемежающиеся с другими осадочными породами, разрабатывают открытым способом. Известная вайомингская глина представляет собой такой выветрившийся слой золы.

Характерная черта глинистых минералов — то, что они обладают атомной структурой, в которой атомы образуют слои.

Рис. 6.1. Расположение атомов в элементарной ячейке пиррофилита [1]:

I, II — тетраэдрический и октаэдрический слои соответственно; III — расстояние между центрами атомов



Существуют три типа слоев атомов, которые придают глинам особые свойства.

Тетраэдрические слои составлены из плоского ячеистого слоя тетраэдров, представляющих собой структуру с находящимся в центре атомом кремния, окруженным четырьмя атомами кислорода. Тетраэдры соединены, образуя слой, таким образом, что три атома кислорода каждого являются общими для смежных тетраэдров.

Октаэдрические слои состоят из связанных октаэдров, в каждом из которых атом алюминия или магния окружен шестью атомами кислорода. В этом случае связи создаются делением атомов кислорода между двумя-тремя соседними октаэдрами.

Взаимосвязанные слои состоят из атомов или молекул, слабо связанных внутри структуры, которые могут замещаться другими атомами или молекулами и придают глине конкретные физические свойства.

Характер этих слоев и способ их расположения определяют тип глинистого минерала.

На рис. 6.1 представлена структура глинистого минерала — пиррофилита, подобного бентониту. В этой структуре между двумя тетраэдрическими слоями находится один октаэдрический слой с неразделенными атомами кислорода, расположенными в углах октаэдров. Расстояние между двумя соседними октаэдрическими слоями составляет 9,2 Å. Расстояние между двумя атомами кислорода в октаэдрическом слое — 2,20 Å, а общая поверхность элементарной ячейки — $5,15 \times 8,9 \text{ Å}^2$. Химическая формула пиррофилита имеет вид $[\text{Al}_2(\text{OH})_2(\text{Si}_2\text{O}_5)_2]_2$, минерал содержит 5 % гидроксильной воды, а его атомный вес равен 720.

Переслаивающиеся тетраэдрические и октаэдрические слои соединяются во многих глинах обменными слоями. Соединение этих обменных слоев очень слабое — они могут состоять из

атомов калия, натрия, кальция и магния или воды и органических молекул. В результате глины легко раскалываются вдоль обменных слоев, что придает характерную пластинчатую форму ее отдельным частицам.

Расстояние между последовательными слоями их соединений изменяется в пределах 9—15 Å ($1 \text{ Å} = 1 \cdot 10^{-10} \text{ м}$).

В некоторых глинах обменный слой относительно плотно связан в структуре и требуется длительный период времени, чтобы произошел химический обмен. В других семействах глин, например, к которым принадлежат бентонит и аттапульгит, обменный слой можно удалить или добавить в структуру, поместив глину в раствор соответствующего состава. Скорость, с которой происходит этот обмен, определяет катионообменную емкость глины. Например, заданное количество глины диспергируется в растворе хлорида магния так, чтобы заместить как можно больше обменных слоев магнием. Затем глину вводят в раствор калия или хлорида кальция и измеряют количество калия или кальция, адсорбированного глиной. Это количество, выраженное в миллимолях на 100 г сухой глины, называется катионообменной емкостью. Типичные значения для бентонита — 70—130, для аттапульгита — 5—99.

Гидратация глин

Глины с высокой катионообменной емкостью могут гидратировать большое количество воды в обменном слое, кроме того, на внешних поверхностях отдельных пластин глины происходит адсорбция воды, что придает глинам высокую вязкость и предельное напряжение сдвига.

Адсорбция воды внутри обменного слоя вызывает эффективное набухание глинистой структуры, так как молекулы воды оттесняют слои до тех пор, пока в пространстве, в котором ранее содержался только один слой атомов натрия или кальция, не окажется четыре и более слоев молекул воды. Для натриевого бентонита это расстояние (базальное) может увеличиваться от 9,8 Å до гидратации до 40 Å после гидратации. Для кальциевого бентонита увеличение базального расстояния составляет (12,7—17) Å.

Отдельные пластины глины также адсорбируют воду на своих наружных поверхностях, где она удерживается электростатическим притяжением распавшихся атомных связей.

Высокая гидратация приводит к преобразованию глины из сухого порошка в пластичную массу — суспензию, причем объем увеличивается на несколько сот процентов. Эффективность процесса измеряется выходом глины, определяемым АНИ как объем бурового раствора вязкостью $15 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, который можно получить из 1 т сухой глины.

В общем случае выход глины зависит от ее чистоты; типа атомов, присутствующих в обменном слое; солености используемой воды.

Рассмотрим структуру бентонита и аттапульгита.

Бентонит — это образование, состоящее в основном из монтмориллонита. Название «монтмориллонит» происходит от французского города Монморийон, где впервые была получена эта глина в 1974 г. Основная структура монтмориллонита близка к структуре пиррофиллита (см. рис. 6.1) за исключением того, что здесь имеется небольшое число замещаемых ионов натрия, кальция и магния, а также несколько молекул воды в обменном слое. Наиболее распространенные природные варианты бентонита — это те, в которых в качестве обменных ионов присутствуют натрий и калий.

Бентонит состоит из мелких пластинчатых кристаллов. Каждая пластина имеет диаметр 1 мкм, толщину менее 0,1 мкм и изгибается так, что напоминает кукурузные хлопья.

Аттапульгит принадлежит к другому семейству глинистых минералов. В этом семействе не все тетраэдры в тетраэдрических слоях атомов указывают одно направление, некоторые из них перевернуты. Вместо пластинчатых кристаллов аттапульгит образует игольчатые. Буровые растворы на основе аттапульгита обладают высокими вязкостью, предельным напряжением сдвига и сохраняют эти свойства при смешении с соленой водой. Однако они имеют недостаток, состоящий в том, что у них большая водоотдача, что ухудшает уплотняющие изолирующие свойства.

Дисперсия, агрегация, флокуляция и дефлокуляция

При перемешивании суспензии глины и воды возникают три вида ориентации пластин: ребро к ребру, грань к ребру и грань к грани.

В зависимости от вида ориентации пластин можно выделить четыре различных состояния: дисперсное, агрегированное, флокулированное и дефлокулированное.

Когда отдельные пластины находятся в виде взвеси в растворе, и между ними нет связи типа грани или ребра, то говорят, что эта суспензия диспергирована (рис. 6.2, а). Дисперсия способствует увеличению вязкости и предельного статического напряжения сдвига.

Когда пластины глины соединяются друг с другом ребрами или гранями, полученный в результате раствор считается флокулированным (рис. 6.2, б). Флокуляция приводит к образованию хлопьев или сгустков частиц глины. В буровом растворе флокуляция вызывает избыточное гелеобразование.

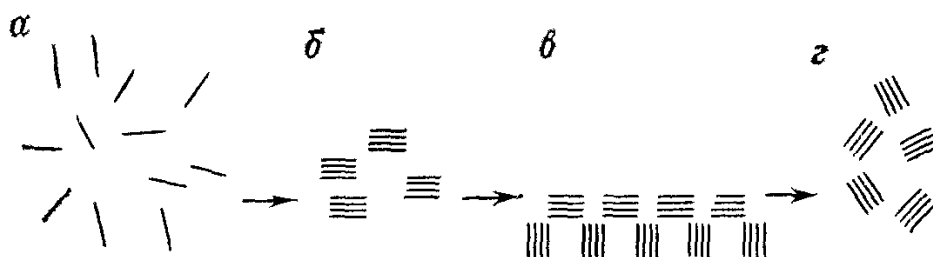


Рис 6.2 Схематическое изображение состояний взвесей глины

Ориентация отдельных пластин типа грань к грани приводит в результате к агрегированному раствору (рис. 6.2, а). Объединение ведет к уменьшению вязкости и предельного статического напряжения сдвига.

В флокулированном растворе связь типа ребро к грани можно расщепить с помощью химического разжижителя. Полученная в результате суспензия описывается как дефлокулированная (рис. 6.2, г).

ИНЕРТНЫЕ ФРАКЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Инертные фракции бурового раствора включают твердую фазу с низкой и высокой плотностью. В твердую фазу с низкой плотностью входит песок и кремнистый сланец.

Фазу с высокой плотностью добавляют для увеличения плотности бурового раствора. Ее также называют утяжелителем, а буровой раствор, содержащий такую фазу, называется утяжеленным. В настоящее время применяют следующие твердые фазы с высоким удельным весом.

Барит (или сульфат бария $BaSO_4$) имеет плотность 4200 кг/м^3 и используется для приготовления буровых растворов плотностью выше 1190 кг/м^3 . Барит предпочтительнее других утяжелителей вследствие его чистоты и низкой стоимости.

Сульфиды свинца типа галенитов применяют как утяжелители вследствие их высокой плотности ($6500\text{—}7000 \text{ кг/м}^3$), что дает возможность готовить буровые растворы плотностью до 4160 кг/м^3 .

Железные руды имеют плотность 5000 кг/м^3 , они в большей степени подвержены эрозии, чем другие утяжелители, и, кроме того, содержат токсичные вещества.

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ

Химические реагенты используют для регулирования вязкости, ПНС, предельного статического напряжения сдвига и водоотдачи.

Можно выделить два типа химических добавок: разжижители и загустители.

Снижение вязкости бурового раствора

Газжижители (понижители вязкости) бурового раствора действуют по принципу уменьшения вязкости, разрывая связи глинистых пластин в ребрах и гранях. Затем понизитель вязкости сам присоединяется к глинистым пластинам, препятствуя действию сил притяжения между слоями. Ниже приведен перечень наиболее широко применяемых разжижителей.

Фосфаты включают тетрафосфат натрия и пирофосфат натрия. Они подходят для любого значения pH, но имеют температурное ограничение (79 °C).

Хромлигносульфонат (ХЛС) — наиболее часто используемый понизитель вязкости, однако он разлагается при температуре 149 °C. Это химическое вещество обладает способностью дефлокулировать и диспергировать глинистые частицы, таким образом снижая вязкость, ПНС и водоотдачу. Дефлокуляция достигается присоединением хромлигносульфоната к распавшимся краям глинистых пластин. Это снижает силы притяжения между слоями глины и дает в результате раствор уменьшенной вязкости и ПНС.

Лигниты разлагаются при температуре 177 °C. Их можно применять в качестве реагентов для регулирования водоотдачи.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) способствуют разжижению бурового раствора и снижению водоотдачи. Их можно использовать так же, как эмульгаторы (буровые растворы на нефтяной основе).

Повышение вязкости бурового раствора

Имеются следующие загустители бурового раствора.

Известь или цемент, которые могут применяться для загущения или для увеличения вязкости бурового раствора. Увеличение вязкости вызывается, главным образом, флокулированием глинистых пластин, возникшим в результате замещения катионов Na^+ катионами Ca^{++} .

Полимеры — это химические вещества, состоящие из крупных молекул, которые включают многократно повторяющиеся небольшие звенья (мономеры).

Полимеры используют для регулирования фильтрации, изменения вязкости, флокуляции и стабилизации глинистых сланцев.

Добавки полимеров в буровой раствор незначительно влияют на содержание твердой фазы в растворе.

Полимерные буровые растворы обладают высокой разжижающей способностью при больших скоростях сдвига, например, в бурильной трубе или в долоте. Такое разжижение снижает вязкость раствора, что, в свою очередь, снижает потери

давления на трение в долоте и внутри труб. Следовательно, большая часть имеющейся гидравлической мощности расходуется у долота, в результате чего получают более высокие механические скорости бурения и лучшую очистку забоя.

Некоторые полимерные буровые растворы также характеризуются невосприимчивостью к загрязнению солью, цементом и гипсом.

Можно выделить три типа полимеров.

1. Разбавители, наполнители, которые включают полиакрилат натрия (торговая марка «Бенекс»), который повышает вязкость вследствие флокулирования бентонита.

2. Коллоидные полимеры,¹ которые включают натриевую КМЦ, КМОЭЦ и крахмал.

КМЦ — это анионный полимер, полученный в результате обработки целлюлозы каустической содой, а затем монохлор-ацетатом. Относительная молярная масса КМЦ колеблется от 50 000 до 400 000.

КМОЭЦ получают с помощью аналогичного процесса, что и КМЦ, но после каустической соды вводят окись этилена. Ее основное преимущество — способность гидратировать во всех типах соленых вод.

Крахмал [1] получают в основном из кукурузы или картофеля и желатинизируют под действием тепла и HCl, затем окончательно высушивают и измельчают. Относительная молярная масса крахмала может достигать 100 000. Крахмал используется для увеличения вязкости и регулирования фильтрации. Последнее свойство объясняется набуханием частиц крахмала в воде и образованием губчатых мешков [11], вклинивающихся в отверстия глинистой корки, что в результате приводит к значительно меньшей водоотдаче. Основной недостаток крахмала — то, что на него пагубно воздействуют бактерии при низких значениях pH.

3. Длинноцепочечные полимеры. Они включают полимер ксантановой смолы, который представляет собой водорастворимый биополимер, полученный в результате воздействия бактерий на карбогидраты [9] и имеющий молекулярный вес 5 000 000. При температурах выше 149 °C на полимер действует бактериин.

Основное преимущество полимера ксантановой смолы — получение с его помощью вязкого раствора в пресной, морской и соленой воде без использования других добавок. Можно дополнительно увеличить вязкость «сшиванием» молекул полимера путем добавления 0,3 кг хлорида хрома на 1 кг биополимера [9]. Этот полимер обеспечивает высокое, но кратковременное

¹ Термин «коллоид» происходит от греческого слова, обозначающего «клей» [5].

предельное статическое напряжение сдвига, благодаря чему буровой раствор удерживает частицы выбуренной породы в виде взвеси во время, когда раствор не циркулирует. Раствор этого полимера можно приготовить из любого типа воды, он обладает устойчивостью к загрязнению ангидритом, гипсом и солью.

Поскольку полимеры — это специально приготовленные химические реагенты, они обходятся дороже, чем бентонит и другие вещества. Кроме того, полимеры не повышают содержание твердой фазы в растворе и, таким образом, не увеличивают его плотность. Плотность полимерных растворов не превышает 1560 кг/м³.

ТИПЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Ниже дается краткий обзор наиболее широко применяемых типов растворов на водной основе. Подробную информацию по этому вопросу можно получить в работах [3, 4, 10, 11].

Чистая вода

Для бурения пластов с почти нормальным давлением, сложенных крепкими компактными породами, можно использовать пресную воду и насыщенный рассол.

Естественный буровой раствор

Такой раствор получают, закачивая воду в скважину в процессе бурения, где она реагирует с пластами, содержащими глины и сланцы. Вода растворяет глины и возвращается на поверхность в виде бурового раствора. Этот раствор характеризуется высокой водоотдачей и позволяет получать толстую глинистую корку.

Кальциевые буровые растворы

Набухание и гидратацию глин и сланцев можно в значительной степени снизить, применяя кальциевые буровые растворы. Эти растворы более эффективны, чем растворы на пресной воде, при разбурировании массивных участков гипса и ангидрита, так как они не восприимчивы к загрязнению кальцием.

При добавлении кальция в суспензию бентонита в воде катионы кальция замещают катионы натрия на пластинках глин. Поскольку катионы кальция более крепко связаны с поверхностями слоев глин по сравнению с катионами натрия, пластинки стремятся к большему взаимному притяжению и глинистая структура слипается, образуя агрегаты. Обычно гидратация глин уменьшается с увеличением концентрации катионов каль-

ция. При 15 %-ной концентрации кальция в воде набухание глин уменьшается на 50 %.

Таким образом, при контакте кальциевого бурового раствора с пластами, сложенными глинистыми сланцами, набухание глин в значительной степени уменьшается вследствие наличия катионов кальция. Кроме того, в их присутствии значительно снижается дезинтеграция выбуренной породы.

Основное преимущество кальциевых буровых растворов — их способность содержать высокую концентрацию выбуренной породы без изменения вязкости.

Кальциевые буровые растворы классифицируют по содержанию (%) в них растворимого кальция.

Известковый буровой раствор. Этот раствор содержит до 12 % растворимого кальция. Его готовят, смешивая бентонит, известь — гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$, разжижитель, каустическую соду и органические добавки для регулирования водоотдачи. Известь обеспечивает содержание пассивирующих ионов (Ca^{++}) в растворе.

Гипсовый буровой раствор. Этот раствор содержит до 1200 % растворимого кальция. Он аналогичен известковому раствору, за исключением того, что здесь известь заменена гипсом (сульфатом кальция). Гипсовые буровые растворы обладают также большей устойчивостью по сравнению с известковыми.

Лигносульфонатные буровые растворы

Считают, что этот тип бурового раствора надо применять в следующих случаях:

а) когда требуются буровые растворы высокой плотности ($> 1680 \text{ кг/м}^3$);

б) работая при бурении с умеренно высокими температурами (121—149 °C);

в) при высокой концентрации выбуренной породы, поваренной соли, ангидрита, гипса;

г) если необходима низкая водоотдача.

Лигносульфонатные буровые растворы состоят из пресной или соленой воды, бентонита, ХЛС и феррохромлигносульфоната (ФХЛС), каустической соды, КМЦ или стабилизированного крахмала. Можно использовать также лигнит, нефть, смазки, ПАВ.

Этот тип раствора не пригоден для разбуривания интервалов глинистых сланцев вследствие адсорбции воды из раствора глинистыми поверхностями, что приводит в конечном счете к осыпанию горной породы в интервале. Основной недостаток раствора такого типа — его отрицательное воздействие на проницаемость пласта. Глины из продуктивных зон диспергируют в присутствии лигносульфоната, вызывая свободное перемеще-

ние глинистых пластов и блокирование пор продуктивной зоны. По этим причинам этот буровой раствор сейчас редко применяют.

Хлоркалийные полимерные буровые растворы

Ниже приведены основные компоненты хлоркалийных полимерных растворов: пресная или морская вода; KCl ; пассивирующий полимер; полимер, повышающий вязкость (типа полученного с помощью бактерий ксантана); стабилизированный крахмал или КМЦ; каустическая сода или KOH ; смазки и т. п.

Такие растворы пригодны для разбуривания интервалов глинистых сланцев благодаря их свойствам, исключающим осыпание сланцев, в состав которых входят KCl и пассивирующие полимеры. Устойчивость солей KCl сланцев объясняется замещением ионов натрия в глинистых сланцах ионами калия, имеющими более крепкие атомные связи. Пассивирующий полимер — это анионный полимер, который связывается с положительно заряженными краями сланца и препятствует его контакту с водой.

Растворы этого типа используют для бурения потенциально продуктивных песков (углеводородных зон), где пресная вода отрицательно влияет на проницаемость. Вследствие низкого содержания твердой фазы такие буровые растворы часто называют недиспергированными.

В связи с обеспечением низкой концентрации твердой фазы таких растворов требуются эффективные песко- и илоотделители, с помощью которых удаляют очень мелкие выбуренные частицы.

Преимущества данного бурового раствора следующие:

- разжижающая способность раствора со значительным сдвигом, облегчающая удаление песка с помощью вибросита, песко- и илоотделителей;

- высокое значение ПНС;

- большая устойчивость ствола скважины;

- хорошая гидравлическая характеристика долота и уменьшение потерь давления циркуляции.

Недостатком является неустойчивость при температурах выше $121^\circ C$.

Насыщенные солью буровые растворы

Это растворы, в которых водная фаза насыщена хлоридом натрия. Нормально концентрация соли превышает $315\,000\%$ [11].

Этот раствор пригоден для разбуривания соляных куполов и интервалов, так как он препятствует расширению ствола

скважины, что отмечалось при использовании буровых растворов на пресной воде. В сочетании с полимером такой раствор может применяться с целью снижения набухания бентонитовых глинистых сланцев.

Насыщенный солью буровой раствор состоит из пресной воды, рассола или морской воды; поваренной соли (NaCl); заключенного в капсулу полимера; КМЦ или крахмала.

Этот тип бурового раствора характеризуется низким допуском для высоких концентраций твердой фазы с малой плотностью (например, бурового шлама) и большой потребностью в добавках, снижающих водоотдачу.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

Буровые растворы на нефтяной основе представляют собой эмульсии воды в нефти, в которых нефть или дизельное топливо является диспергирующей фазой, а вода — дисперсной. Эти растворы иногда называют обращенными (инвертными) эмульсиями, поскольку капельки воды эмульгируют в диспергирующей фазе нефти. Стойкие эмульсии — такие, в которых диспергирующая фаза — вода, а дисперсная — нефть. Вода используется для придания эмульсии требуемых свойств прочности геля и суспензии барита. Вода и нефть эмульгируются с помощью подходящих эмульгаторов типа мыл или перемешиванием. В качестве эмульгаторов используют мыла, приготовленные из одновалентных ионов, например натрия (Na^+), или двухвалентных, например кальция (Ca^{++}). Молекула натриевого мыла имеет два конца — натриевый конец, который растворим в воде, и противоположный, составленный из большой органической группы, растворимой в нефти [11]. Молекулы мыла соединяют поверхности раздела нефти и воды, в результате чего образуется стойкая эмульсия [11]. Кальциевые мыла включают две большие органические группы, соединенные с центральным ионом кальция (Ca^{--}), растворимым в воде. При смешении этих двухвалентных мыл с водой и нефтью получают обращенные эмульсии.

Перемешивание необходимо, чтобы разбить воду на мелкие капельки, которые могут легко диспергироваться в нефтяной фазе. Соотношение нефть—вода определяет конечные свойства эмульсии и ее стойкость. Обычно более значительные соотношения нефть—вода дают повышенные сопротивления загрязнению и термостойкость [11].

Буровые растворы на нефтяной основе применяют для бурения скважин, в которых возможно разбухание сланцев, а также для уменьшения осложнений, связанных с вращением и затяжкой бурильной колонны в искривленных скважинах.

Буровые растворы на нефтяной основе более стабильны при высоких температурах, чем растворы на водной основе.

С точки зрения заканчивания скважины нефть является превосходным буровым раствором, поскольку она не вызывает нарушения эксплуатационных качеств продуктивных зон и, таким образом, сохраняет естественную проницаемость призабойной зоны пласта. Фильтрат буровых растворов на водной основе может пройти в пласт на несколько сантиметров и снизить естественную проницаемость пласта.

Ниже указаны основные недостатки буровых растворов на нефтяной основе:

- а) загрязнение среды (особенно при морском бурении);
- б) воспламеняемость, которая может привести к аварии;
- в) удаление бурового шлама из бурового раствора на нефтяной основе обычно вызывает больше затруднений, чем из раствора на водной основе вследствие высокой пластической вязкости эмульсии [10];
- г) труднее проводить электрокаротаж при использовании буровых растворов на нефтяной основе [10].

ЭМУЛЬСИОННЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Эмульсионные буровые растворы (или стойкие эмульсии) — это растворы, в которых вода является диспергирующей фазой, а нефть — дисперсной. Нефть добавляют для увеличения механической скорости бурения, снижения водоотдачи, улучшения смазывающей способности, уменьшения возможных поглощений бурового раствора, а также затяжек колонны в направленных скважинах. В нефтеэмульсионном буровом растворе содержится 5—10 % нефти по объему [11]. Эмульсию можно приготовить с помощью эмульгаторов типа натриевого мыла, как описано выше.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Ниже приведены основные параметры бурового раствора.

ПЛОТНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА

Плотность бурового раствора ρ_m определяется как отношение массы данной пробы бурового раствора к ее объему. Плотность зависит от количества твердой фазы в буровом растворе.

Плотность бурового раствора можно определить по формуле

$$\rho_m = (M_w + M_s) / (V_w + V_s), \quad (6.3)$$

где M_w , M_s — масса воды (или нефти) и твердой фазы соответственно; V_w , V_s — объем воды (или нефти) и твердой фазы.

Из уравнения (6.3) видно, что плотность бурового раствора может быть увеличена и быть выше плотности воды, если добавить вещество (обычно твердую фазу) с большей плотностью, чем у воды. Меньшую плотность раствора можно получить, добавив в него нефть, или с помощью аэрации жидкой фазы. Плотность бурового раствора измеряют на буровой с помощью рычажных весов. Стальную кружку заполняют свежесобранной пробой бурового раствора и затем взвешивают на рычажных весах. Плотность бурового раствора выражается в кг/м^3 .

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА

Наиболее важными реологическими свойствами бурового раствора являются пластическая вязкость, ПНС и прочность геля.

Пластическая вязкость

Вязкость — свойство, которое определяет величину напряжения сдвига, возникающего при скольжении одного слоя раствора над другим. Это мера трения между слоями раствора, которая равна единичной силе сдвига между слоями данной жидкости (флюида). Вязкость существенно зависит от температуры: для жидкостей она снижается с увеличением температуры, для газов, наоборот. Основные характеристики вязкости буровых растворов детально описаны в гл. 5.

Поскольку вязкость зависит от скорости движения и структуры потока (ламинарного или турбулентного) абсолютную или эффективную вязкость измерить трудно.

Инженера-буровика интересуют только изменения вязкости восходящего потока бурового раствора, так как эти изменения непосредственно влияют на удаление шлама и на гидравлические потери в кольцевом пространстве, которые, в свою очередь, определяют фактическое гидростатическое давление в скважине.

На практике для описания потока флюидов используют две модели: пластическая модель Бингхема и модель степенного закона.

В пластической модели Бингхэма (см. гл. 5) эффективная вязкость восходящего потока бурового раствора может определяться по следующей формуле:

$$\mu_e = (PV) + \frac{2874}{48000} (D_{\text{скв}} - D_n) \frac{(YP)}{\bar{v}}, \quad (6.4)$$

где μ_e — эффективная вязкость (теоретическая); PV — пластическая вязкость или вязкость Бингхэма, определенная по ви-

скозиметру; Y_P — ПНС; $D_{\text{скв}}$ — диаметр скважины; D_n — наружный диаметр бурильной трубы; $\bar{v}$ — средняя скорость восходящего потока в кольцевом пространстве.

Для модели степенного закона эффективная вязкость восходящего потока бурового раствора выражена следующим образом:

$$\mu_e = \frac{1916K(D_{\text{скв}} - D_n)}{4800\bar{v}} \left[\frac{4000\bar{v}(2n+1)}{(D_{\text{скв}} - D_n)n} \right]^n, \quad (6.5)$$

где K и n — показатели модели степенного закона $\tau = K(\gamma)^n$, $n = 3,32 \lg (\theta_{600}/\theta_{300})$ — показатель поведения потока; $K = \theta_{300}/(511)^n$ — показатель консистенции; θ_{600} — показания вискозиметра при 600 и 300 об/мин.

Пластическую вязкость и ПНС измеряют с помощью вискозиметра (рис. 6.3). Этот прибор состоит из двух цилиндров: наружного неподвижного и внутреннего подвижного. Свежую пробу бурового раствора помещают в цилиндрический контейнер, в котором головка прибора погружена до отметки. Вращение поворотной втулки передает крутящий момент внутреннему цилиндру (маятник). Поворот внутреннего цилиндра ограничен высокопрецизионной пружиной кручения и отклонение последней регистрируется на шкале прибора. Для определения пластической вязкости и ПНС ротор должен вращаться со скоростью 600 об/мин, при этом используют установившееся показание шкалы θ_{600} . Аналогично снимают показания θ_{300} при скорости 300 об/мин. Константы прибора установлены так, что пластическую вязкость и ПНС можно определить по следующим уравнениям: $PV = \theta_{600} - \theta_{300}$, $Y_P = \theta_{300} - (PV)$.

В промысловых условиях вязкость можно измерять также с помощью вискозиметра Марша. Такие замеры основаны на принципе, что густой (вязкий) буровой раствор течет медленнее, чем жидкий, и обычно используются для анализа изменений вязкости циркулирующего раствора. Вязкость по вискозиметру Марша легко определить, что дает прогнозы на начальных стадиях о потенциальных осложнениях, связанных с флюидами. Однако установленные таким образом значения вязкости не могут использоваться для количественного анализа. Чтобы определить вязкость по вискозиметру Марша, воронку заполняют полностью (1500 см³) свежей пробой бурового раствора и отмечают время (с) истечения жидкости объемом 950 см³. Это время принимается как вязкость по вискозиметру Марша.

Обычно используют время истечения раствора в емкость объемом 950 см³. Время истечения показывает относительное значение статической вязкости, которое обычно выше пластической вязкости.

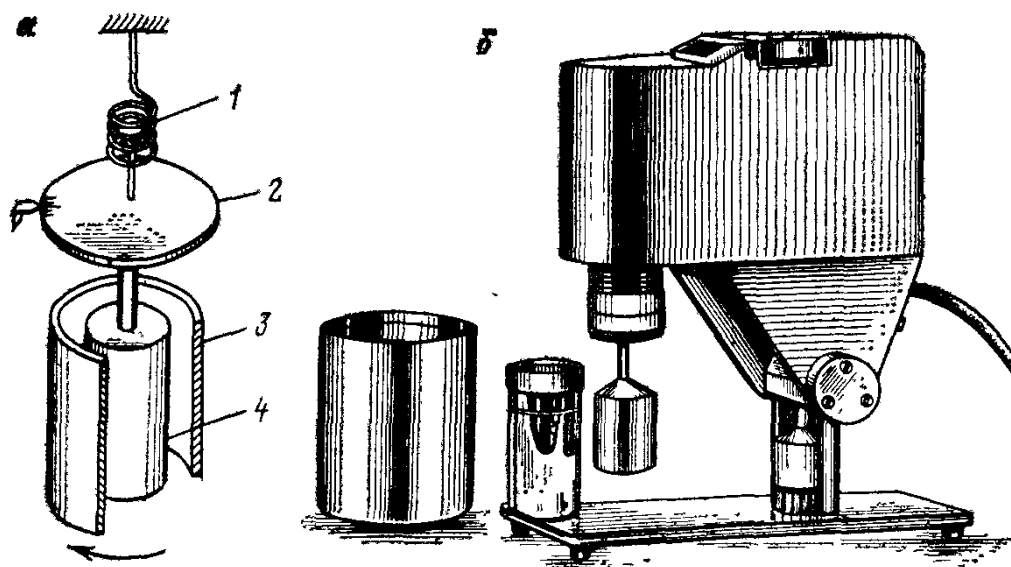


Рис. 6.3. Устройство для измерения вязкости, ПНС и прочности геля — вискозиметр [6]:

а — схема измерителя: 1 — пружина, 2 — диск, 3 — ротор, 4 — маятник, б — общий вид

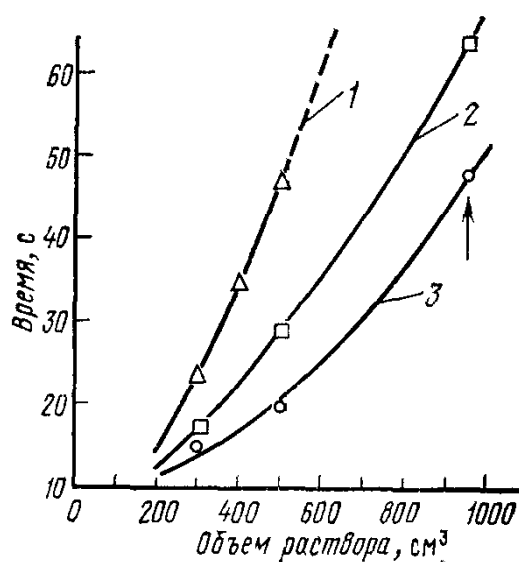


Рис. 6.4. Зависимость изменения объема истечения жидкости при различном объеме раствора в воронке от времени:

1, 2, 3 — объем бурового раствора в воронке соответственно 500, 1000 и 1500 см³. Плотность раствора 1160 кг/м³

Вязкость по вискозиметру Марша в значительной степени зависит от скорости гелеобразования и плотности, которая изменяет гидростатический напор столба раствора в воронке [1]. На замеры в значительной степени влияет изменение объема истечения раствора (рис. 6.4).

Предельное напряжение сдвига (ПНС)

Предельное напряжение сдвига — это мера сил притяжения между частицами бурового раствора, вызванных наличием положительных и отрицательных зарядов на их поверхностях, или мера сил, вызывающих гелеобразование раствора после того, как он становится неподвижным. ПНС непосредственно влияет на текучесть раствора, которую можно сравнить с теку-

чеством металлов, так как должен быть обеспечен минимальный уровень напряжения (напряжения, возникающего при текучести) прежде, чем произойдет деформация раствора.

Пример 61. Даны следующие параметры: $\theta_{600} = 36 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $\theta_{300} = 24 \cdot 10^{-3}$ Па·с, диаметр скважины $D_{скв} = 311$ мм, диаметр бурильных труб $D_{н} = 127$ мм, расход раствора $Q = 37,8$ л/с, глубина скважины $h = 2164$ м, наружный диаметр утяжеленных бурильных труб $D_{убт} = 203$ мм, длина $L_{убт} = 189$ м, плотность бурового раствора $\rho = 1200$ кг/м³. Скважина не обсажена.

Требуется определить: эффективную вязкость μ_e , бурового раствора с помощью модели Бингхэма и модели степенного закона и эквивалентную плотность ρ_e восходящего потока бурового раствора для модели Бингхэма.

Решение. 1. Определяем эффективную вязкость раствора для пластической модели Бингхэма, для чего находим:

пластическую вязкость

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300} = (36 - 24) \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ Па·с},$$

предельное напряжение сдвига (ПНС)

$$\gamma P = \theta_{300} - (PV) = (24 - 12) \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ Па·с},$$

среднюю скорость потока

$$\bar{v} = \frac{Q}{A} = \frac{37\,800}{(\pi/4)(31,1^2 - 12,7^2)} = 60 \text{ см/с} = 0,6 \text{ м/с}.$$

При этом по уравнению (6.4)

$$\mu_e = \left[12 + \frac{2874}{48\,000} (311 - 127) \frac{12}{0,6} \right] 10^{-3} = 232 \cdot 10^{-3} \text{ Па·с}.$$

2. Определяем эффективную вязкость раствора для модели степенного закона, для чего находим показатели степенного закона:

$$n = 3,32 \lg (\theta_{600}/\theta_{300}) = 3,32 \lg (36/24) = 0,5846,$$

$$K = \theta_{300}/511^n = 24/511^{0,5846} = 0,626.$$

По уравнению (6.5) находим

$$\mu_e = \frac{1916 \cdot 0,626 (311 - 127)}{48\,000 \cdot 0,6} \left[\frac{4000 \cdot 0,6 (2 \cdot 0,5846 + 1)}{(311 - 127) 0,5846} \right]^{0,5846} = 74 \cdot 10^{-3} \text{ Па·с}.$$

3. Определяем эквивалентную плотность восходящего потока бурового раствора. В процессе циркуляции жидкости результирующее давление на забой скважины равно сумме гидростатического и перепада давления в кольцевом пространстве. Это давление определяется как динамическое в отличие от статического давления бурового раствора на забой.

Таким образом, динамическое давление равно сумме гидростатического давления (H_s) и перепада давления в кольцевом пространстве (Δp_a).

Кроме того, можно записать соотношение

$$\rho_e g h = H_s + \Delta p_a, \quad (6.6)$$

где g — ускорение свободного падения.

Теперь можно найти

$$\rho_e = \frac{1}{9,81h} (H_s + \Delta p_a), \quad (6.7)$$

Потери давления в пространстве между стенками скважины и колонной буровых труб определим по формуле (5 25)

$$\Delta p_{adr} = \frac{48\,000 L_c (PV) \bar{v}_c}{(D_{скв} - D_H)^2} + \frac{2874 L_c (YP)}{D_{скв} - D_H}, \quad (6\,8)$$

где L_c — длина колонны буровых труб; $\bar{v}_c$ — средняя скорость потока бурового раствора.

Подставляя числовые значения, получаем

$$\Delta p_{adr} = \frac{48\,000 \cdot 1975 \cdot 12 \cdot 0,6}{(311 - 127)^2} + \frac{2874 \cdot 1975 \cdot 12}{311 - 127} = 390\,350 \text{ Па.}$$

Аналогично определяем потери давления в пространстве между стенками скважины и утяжеленными буровыми трубами:

$$\Delta p_{adc} = \frac{48\,000 L_{убт} (PV) \bar{v}_{убт}}{(D_{скв} - D_{убт})^2} + \frac{2874 L_{убт} (YP)}{D_{скв} - D_{убт}},$$

где $L_{убт}$ — длина секции утяжеленных буровых труб; $v_{убт}$ — средняя скорость потока бурового раствора в кольцевом пространстве между УБТ и стенками скважины,

$$\bar{v}_{убт} = \frac{Q}{A_{убт}} = \frac{37\,800}{(\pi/4)(31,1^2 - 20,3^2)} \approx 86,7 \text{ см/с} \approx 0,87 \text{ м/с}$$

Подставляя числовые значения, получаем

$$\Delta p_{adc} = \frac{48\,000 \cdot 189 \cdot 12 \cdot 0,87}{(311 - 203)^2} + \frac{2874 \cdot 189 \cdot 12}{311 - 203} = 68\,484 \text{ Па.}$$

Общие потери давления в кольцевом пространстве

$$\Delta p_a = \Delta p_{adr} + \Delta p_{adc} = 458\,834 \text{ Па,}$$

а динамическое давление в скважине

$$H_s + \Delta p_a = \rho g H + \Delta p_a = 1200 \cdot 9,81 \cdot 2164 + 458\,834 = 2\,593\,344 \text{ Па.}$$

Теперь из уравнения (6 7) находим эквивалентную плотность бурового раствора

$$\rho_e = \frac{1}{9,81 \cdot 2164} 2\,593\,344 = 1220 \text{ кг/м}^3.$$

Прочность геля

Прочность геля — это мера способности бурового раствора образовывать и сохранять загущенную структуру. Она аналогична сопротивлению сдвигу и определяет способность бурового раствора удерживать твердые части во взвешенном состоянии. Прочность геля также определяет тиксотропные свойства раствора и, следовательно, вязкость неподвижного бурового раствора. Тиксотропия обозначает свойство суспензии флюида типа бурового раствора образовывать непрочную

структуру в состоянии покоя и принимать жидкое состояние во время движения.

Прочность геля бурового раствора можно определить по вискозиметру (см. рис. 6.3). Пробу бурового раствора встряхивают с большой скоростью и затем оставляют в покое 10 с или 10 мин. В качестве значения прочности геля обычно берется показание вращающего момента 3 об/мин. В качестве значений начального статического напряжения сдвига (СНС) и статического напряжения после 10 мин покоя используют соответственно два показания — одно после 10 с, а другое после 10 мин. Прочность геля измеряют в Па.

Фильтрат бурового раствора и глинистая корка

При контакте бурового раствора с пористой породой последняя действует как фильтр, пропускающий жидкость и небольшие твердые частицы и удерживающий более крупные. Жидкость, поглощенная породой, считается фильтратом бурового раствора. Слой твердых частиц, отложившийся на поверхности породы, называется глинистой коркой. Следует заметить, что фильтрация происходит только в том случае, если в направлении породы действует принудительное дифференциальное давление.

Качество бурового раствора зависит от объема фильтрата, поглощенного пластом, толщины и прочности глинистой корки. Объем фильтрата, поглощенного пластом, зависит от величины дифференциального давления и параметров твердой фазы бурового раствора в глинистой корке. Начальный объем фильтрата, поглощенный породой во время образования глинистой корки, называется мгновенным поглощением.

Объем фильтрата и толщину глинистой корки из пробы бурового раствора можно определить с помощью фильтра-пресса (рис. 6.5). Прибор состоит из фильтра-ячейки, установленной в каркасе, источника давления и градуированного цилиндра для приема и измерения объема фильтрата. Фильтр-ячейка состоит из цилиндра с внутренним диаметром 76,2 мм и высотой, как минимум 64 мм [12]. Цилиндр устанавливают так, чтобы источник давления мог удобно входить в него и выходить сверху. В основании ячейки помещают фильтр тонкой очистки, который затем покрывают фильтровальной бумагой. В основании ячейки предусмотрен спускной патрубок для сброса фильтрата.

Свежеотобранную пробу бурового раствора наливают в цилиндр и затем подвергают давлению 689 или 3445 кПа при температуре 93—149 °С.

Объем фильтрата ($\text{см}^3/30$ мин) измеряют, поместив сухой градуированный цилиндр в фильтр-ячейку. Затем измеряют

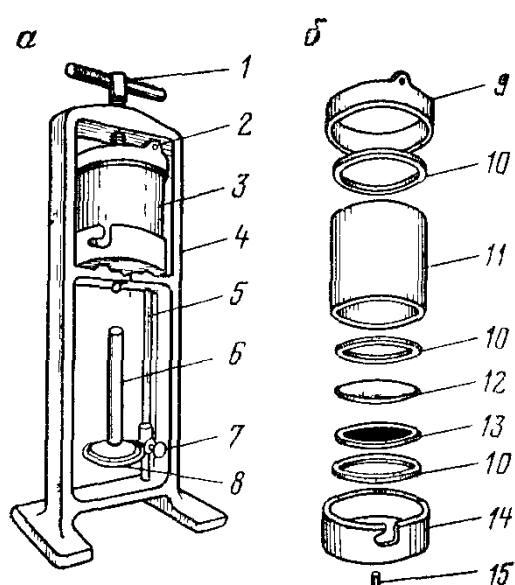


Рис. 6.5. Стандартный фильтр-пресс (а) и узел ячейки (б):

1 — Т-образный винт, 2 — отверстие для создания давления, 3 — резервуар для бурового раствора, 4 — корпус, 5 — опорный стержень, 6 — градуированный цилиндр, 7 — винт, 8 — опора, 9 — верхняя крышка; 10 — резиновая прокладка, 11 — ячейка; 12 — фильтровальная бумага; 13 — фильтр; 14 — нижняя крышка; 15 — трубка для фильтрата

объем глинистой корки, отложившейся на фильтровальной бумаге. Корка может быть рыхлой, твердой или плотной [11].

Буровой раствор с высокой водоотдачей особенно нецелесообразен с точки зрения каротажа или добычи. Большая зона внедрения фильтрата бурового раствора ухудшает естественную продуктивность пласта, и для ее восстановления могут потребоваться перфораторы специального типа или несколько промывок кислотой.

Для снижения водоотдачи можно использовать ряд добавок: бентонит, эмульгированную нефть, диспергаторы, КМЦ и крахмал. При использовании крахмала рН раствора должен превышать 11,5, в противном случае на крахмал будут воздействовать бактерии, снижая его способность регулировать водоотдачу. Обычно для предупреждения ферментации крахмала применяют бактерицид.

Идеальный буровой раствор — это раствор, отличающийся небольшой водоотдачей и отлагающий тонкую плотную глинистую корку на поверхностях проницаемых пластов.

Водородный показатель рН

Кислотность и щелочность любого раствора обычно описываются с учетом значения рН, который определяется как отрицательный логарифм содержания ионов водорода (H^+) в растворе, т. е. $pH = -\lg H^+$.

Измерение рН основано на том принципе, что электролитические растворы способны диссоциировать на катионы водорода (H^+) и гидроксильные группы (OH^-). Катионы водорода представляют собой кислотный компонент раствора, а гидроксильные группы содействуют щелочности раствора. Из этого

следует, что добавление веществ, увеличивающих концентрацию H^+ , приводит в результате к уменьшению значений pH и, наоборот, добавление веществ, снижающих концентрацию H^+ (т. е. увеличение OH^-) привело бы к увеличению значения pH раствора.

Установлено, что зависимость между концентрациями H^+ и OH^- для большинства растворов постоянна и выражается следующим образом:

$$H^+ \times OH^- = 1 \cdot 10^{-14}.$$

Для нейтральных растворов, например, для дистиллированной воды, концентрация H^+ равна концентрации OH^- , что дает: $H^+ = OH^- = 1 \cdot 10^{-7}$ или $pH = -\lg H^+ = -\lg 10^{-7} = +7$.

Таким образом, можно составить табл. 6.1 для различных концентраций H^+ и OH^- .

Водородный показатель бурового раствора играет важную роль в регулировании растворимости кальция. При высоких значениях pH растворимость кальция очень ограничена, что позволяет применять буровые растворы с высоким значением pH для разбуривания содержащих кальций пластов, которые восприимчивы к размыванию водой.

В качестве добавки, снижающей водоотдачу, используют крахмал. Однако эта добавка чувствительна к бактериальному воздействию при $pH < 11,5$. Таким образом, необходимо тщательно контролировать pH раствора при использовании в качестве добавки крахмала, если не применяется бактерицид.

Кроме того, наблюдали, что буровой раствор может легко флокулировать при значениях $pH > 11$ и $pH < 8$. Для значений pH в диапазоне 8—11 легко стимулировать дисперсию глин.

Значение pH является также важным индикатором для борьбы с коррозией. Необходимо всегда поддерживать минимальное значение $pH = 7$ для предупреждения коррозии обсадных, бурильных труб и т. д.

Классификация растворов по водородному показателю pH приведена в табл. 6.1.

ТАБЛИЦА 6.1

КЛАССИФИКАЦИЯ РАСТВОРОВ ПО ВОДОРОДНОМУ ПОКАЗАТЕЛЮ pH

Тип раствора	H^+	OH^-	$pH = -\lg H^+$
Кислотный	10^0	10^{-14}	0
Нейтральный	10^{-7}	10^{-7}	7
Щелочной	10^{-10}	10^{-4}	10
»	10^{-14}	10^0	14

Ниже приведены значения рН для некоторых растворов:

Значения рН раствора:		
дистиллированной воды		7
бентонитовой суспензии		8
каустической соды		13,3
лигнита (10 %-ный)		5
кислого фосфата натрия		3,9—4,2

РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

В разделе изложены основные способы расчетов параметров бурового раствора в промысловых условиях.

В большинстве случаев ставится задача увеличить или уменьшить плотность бурового раствора. Плотность можно увеличить, добавив твердую фазу, а уменьшить, разбавив его водой, дизельным топливом, или путем аэрирования бурового раствора.

РАСЧЕТЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Допустим, что M_1 , V_1 , ρ_1 — соответственно масса, объем и плотность исходного бурового раствора. Для увеличения плотности бурового раствора в него следует добавить твердую фазу. Твердую фазу характеризуют следующие компоненты: M_2 , V_2 , ρ_2 — масса, объем и плотность добавленной твердой фазы.

В результате добавления твердой фазы получим новый буровой раствор, имеющий массу M_3 , объем V_3 и конечную плотность ρ_3 . Отсюда по закону сохранения массы можно записать, что

$$M_3 = M_1 + M_2, \quad (6.9)$$

и, кроме того,

$$V_3 = V_1 + V_2. \quad (6.10)$$

Уравнение (6.10) справедливо только для твердой фазы, которая не растворяется в воде. Для растворимых веществ уравнение (6.10) не применяется до тех пор, пока не будет насыщения жидкой фазы, после чего добавление твердой фазы приведет к пропорциональному увеличению объема.

Используя определение плотности и уравнения (6.9) и (6.10), получаем

$$\rho_3 = M_3/V_3 = (M_1 + M_2)/(V_1 + V_2), \quad (6.11)$$

откуда

$$\rho_3 = \frac{V_1\rho_1 + M_2}{V_1 + M_2/\rho_2},$$

или

$$\rho_3 = \frac{\rho_1 + M_2/V_1}{1 + M_2/(V_1\rho_2)}. \quad (6.12)$$

Член M_2/V_1 означает отношение массы утяжелителя, обычно барита, к объему исходного бурового раствора. На практике в расчетах используют значения массы барита (кг) и объема (м^3) исходного бурового раствора.

Введем обозначение

$$X = M_2/V_1. \quad (6.13)$$

Подставляя (6.13) в уравнение (6.12), имеем

$$\rho_3 = \frac{\rho_1 + X}{1 + X/\rho_2}.$$

После преобразования этого уравнения, получаем следующее соотношение:

$$X = \frac{\rho_3 - \rho_1}{1 - \rho_3/\rho_2}. \quad (6.14)$$

Уравнение (6.14) служит основой для большинства расчетов бурового раствора, включая определение массы твердой фазы, требуемой для повышения плотности бурового раствора от ρ_1 до ρ_3 . Поскольку начальная и конечная плотности бурового раствора известны, легко определить значение X .

Для начального объема, составляющего 10 м^3 , уравнения (6.13) и (6.14) преобразуются в следующее выражение:

$$X = M_2/V_1 = M_2/10. \quad (6.15)$$

Таким образом, можно записать

$$M_2/10 = (\rho_3 - \rho_1)/(1 - \rho_3/4250) \quad (6.16)$$

или

$$M_2 = \frac{4250(\rho_3 - \rho_1)}{4250 - \rho_3}, \quad (6.17)$$

где M_2 — масса барита, кг, необходимая для изменения плотности раствора от ρ_1 до ρ_3 ; ρ_2 — плотность барита, $\rho_2 = 4250 \text{ кг/м}^3$. Поскольку каждый мешок содержит 42,64 кг, число мешков

$$\frac{M_2}{42,64} = \frac{996,7(\rho_3 - \rho_1)}{4250 - \rho_3}. \quad (6.18)$$

В уравнениях (6.17) и (6.18) ρ_1 и ρ_3 выражены в кг/м^3 .

Расчет увеличения объема бурового раствора в отстойнике в результате добавления барита

Поскольку имеем соотношение

$$\text{Объем} = \text{Масса}/\text{Плотность}, \quad (6.19)$$

то увеличение объема, обусловленное добавлением барита, равно объему добавленной твердой фазы:

$$V = M_2/\rho_2. \quad (6.20)$$

Учтем соотношение

$$X = \frac{M_2}{V_1} = \frac{\rho_3 - \rho_1}{1 - \rho_3/\rho_2}.$$

Из уравнения (6.20) найдем:

$$M_2 = \frac{V_1 \rho_2 (\rho_3 - \rho_1)}{\rho_2 - \rho_3}. \quad (6.21)$$

Подставляя уравнение (6.21) в формулу (6.20), получим:

$$V_2 = \frac{V_1 (\rho_3 - \rho_1)}{\rho_2 - \rho_3}. \quad (6.22)$$

Для начального объема, составляющего 10 м³, уравнение (6.22) преобразуется к виду:

$$V_2 = 10 (\rho_3 - \rho_1) / (4250 - \rho_3). \quad (6.23)$$

Пример 6.2. Определить количество барита, требуемого для изменения плотности бурового раствора от 1500 до 2000 кг/м³. Рассчитать увеличение объема бурового раствора в отстойнике, обусловленное добавлением такого количества барита для начального объема бурового раствора 10 м³.

Решение. Исходя из начального объема бурового раствора 10 м³, находим.

$$M_2 = \frac{42500 (\rho_3 - \rho_1)}{(4,25 - \rho_3)} = \frac{42500 (2 - 1,5) 10^3}{(4,25 - 2,0) 10^3} = 9444 \text{ кг.}$$

$$\text{Число мешков} = 9444/42,64 = 222.$$

Увеличение объема бурового раствора в отстойнике

$$V_2 = \frac{9444}{4250} = 2,222 \text{ м}^3 = 2222 \text{ л.}$$

Увеличение объема можно также определить с помощью уравнения (6.23).

Пример 6.3 Определить плотность бурового раствора на водной основе, массовая доля бентонита в котором составляет 5 %. Плотность бентонита 2500 кг/м³.

Решение. Уравнение (6.11) можно записать в виде

$$\rho_3 = (M_1 + M_2) / (V_1 + V_2).$$

В данном случае имеем: масса воды $M_1 = 95\%$, например 95 кг, а масса бентонита $M_2 = 5\%$, или 5 кг. Кроме того, можно записать объем воды $V_1 = M_1/\rho_1 = (95/1000) \text{ м}^3$ и объем бентонита $V_2 = M_2/\rho_2 = (5/2500) \text{ м}^3$.

Отсюда находим плотность раствора

$$\rho_3 = \frac{95 + 5}{(95/1000) + (5/2500)} = 1031 \text{ кг/м}^3.$$

РАСЧЕТ СНИЖЕНИЯ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Плотность бурового раствора можно уменьшить, добавив воду или дизельное топливо или аэрируя буровой раствор. В данном разделе приводится расчет объема жидкости, требуемой для того, чтобы снизить плотность от ρ_1 до ρ_3 .

Пусть

$$X = M_2/V_1 - \rho_2 V_2/V_1, \quad (6.24)$$

где M_2 — требуемая масса воды (или нефти); V_1 — начальный объем бурового раствора.

Следовательно, уравнение (6.14) можно записать в виде

$$X = \frac{\rho_2 V_2}{V_1} = \frac{\rho_3 - \rho_1}{1 - \rho_3/\rho_2},$$

откуда

$$V_2 = \frac{V_1 \rho_2}{\rho_2} \frac{\rho_3 - \rho_1}{\rho_2 - \rho_3},$$

или

$$V_2 = V_1 \frac{\rho_3 - \rho_1}{\rho_2 - \rho_3}. \quad (6.25)$$

Очевидно, что уравнение (6.25) аналогично уравнению (6.22), выведенному для расчета увеличения объема бурового раствора в отстойнике.

Если добавляется вода с плотностью $\rho_2 = 1000 \text{ кг/м}^3$, то уравнение (6.25) приобретает вид

$$V_w = V_1 \frac{\rho_3 - \rho_1}{1000 - \rho_3},$$

где V_w — объем воды, необходимый для снижения плотности бурового раствора.

Поскольку $\rho_1 > \rho_3$, то уравнение удобно записать как

$$V_w = V_1 \frac{\rho_1 - \rho_3}{\rho_3 - 1000}. \quad (6.26)$$

Ниже приводится другой вариант уравнения (6.26), встречающийся в ряде работ:

$$\rho_3 = \frac{1 + 1000 V_w/V_1}{1 + V_w/V_1}.$$

Из уравнения (6.25) можно вывести следующее соотношение

$$V_2/V_1 = (\rho_1 - \rho_3)/(\rho_3 - \rho_2). \quad (6.27)$$

Кроме того, поскольку $V_1 = V_3 - V_2$, то уравнение (6.27) преобразуется к виду

$$V_2/(V_3 - V_2) = (\rho_1 - \rho_3)/(\rho_3 - \rho_2),$$

откуда

$$V_2 (\rho_3 - \rho_2 + \rho_1 - \rho_3) = V_3 (\rho_1 - \rho_3),$$

или

$$V_2/V_3 = (\rho_1 - \rho_3)/(\rho_1 - \rho_2). \quad (6.28)$$

Поскольку $V_2 = V_3 - V_1$, то выражение (6.27) можно записать таким образом

$$V_1/V_3 = (\rho_3 - \rho_2)/(\rho_1 - \rho_2). \quad (6.29)$$

На практике следует пользоваться уравнением (6.25).

Пример 6.4 Требуется снизить плотность бурового раствора от 3000 до 2700 кг/м³, чтобы предотвратить поглощение. Рассчитать объемы воды и нефти, необходимые для снижения плотности бурового раствора. Кроме того, в случае использования нефти рассчитать содержание нефти (%) в буровом растворе, если начальный объем бурового раствора составляет 100 м³. Плотность нефти 823 кг/м³.

Решение. Из уравнения (6.25) находим.

$$V_2 = V_1 \frac{\rho_3 - \rho_1}{\rho_2 - \rho_3} = V_1 \frac{\rho_1 - \rho_3}{\rho_3 - \rho_2}.$$

Имеем для воды $\rho_2 = 1000$ кг/м³, $\rho_3 = 2700$ кг/м³, $\rho_1 = 3000$ кг/м³, $V_1 = 100$ м³; для нефти $\rho_2 = 823$ кг/м³. Следовательно, объем воды

$$V_w = \frac{100 (3000 - 2700)}{(2700 - 1000)} = 17,65 \text{ м}^3,$$

а объем нефти

$$V_{oil} = \frac{100 (3000 - 2700)}{(2700 - 823)} = 15,98 \text{ м}^3.$$

Содержание нефти в буровом растворе равно отношению объема нефти к суммарному объему нового раствора, или

$$\frac{15,98}{100 + 15,98} 100 = 13,8 \%$$

ПРИМЕСИ, ЗАГРЯЗНЯЮЩИЕ БУРОВОЙ РАСТВОР

Во время бурения и цементирования скважины буровой раствор может загрязняться различными материалами. Ниже коротко описаны наиболее распространенные типы загрязнителей.

ХЛОРИД НАТРИЯ (ПОВАРЕННАЯ СОЛЬ)

Хлорид натрия поступает в систему бурового раствора во время разбуривания соляных куполов, пластов каменной соли, эвапоритов или любых пластов, содержащих соленую воду. Загрязнение бентонитового бурового раствора хлоридом натрия ведет к увеличению вязкости, ПНС и прочности геля в основном вследствие воздействия флокуляции, обусловленной наличием высоких концентраций ионов натрия. Уменьшение рН также связано с увеличением содержания хлорида натрия.

При контакте бурового раствора на пресной воде с соляным участком (эвапориты и т. д.) растворяется достаточно хлорида натрия, чтобы получить насыщение (или почти насыщение). Этот процесс может привести к расширению ствола скважины или даже к полному размыву, если соляной участок находится около поверхности. Поэтому при проходке соляного участка обычно жидкую фазу насыщают хлоридом натрия до бурения в целях предупреждения размыва ствола скважины.

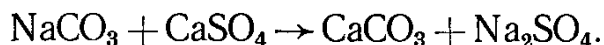
Для контроля изменения солености бурового раствора проводят обычные замеры содержания хлорида натрия. Внезапное повышение содержания хлорида натрия — очевидный признак притока соленой воды и возможного выброса. Параметры бурового раствора, загрязненного хлоридом натрия, регулируют добавлением разжижителей, чтобы уменьшить вязкость и скорость фильтрации; для повышения значений рН в раствор добавляют каустическую соду.

АНГИДРИТ И ГИПС

Ангидрит и гипс являются в основном формами сульфата кальция (CaSO_4). Гипс содержит воду, его химическая формула $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, тогда как в ангидрите воды нет и ее формула — это CaSO_4 . Пласты, содержащие ангидрит и гипс, встречаются в природе в виде массивных пород или как мало-мощные перемежающиеся участки внутри пластов, сложенных глинистыми сланцами или известняками.

При контакте ангидрита и гипса с водой они ионизируются как Ca^{++} и SO_4^{--} . Наличие высоких концентраций ионов кальция ведет к флокуляции глины, в результате чего повышаются пластическая вязкость, ПНС, водоотдача и прочность геля. Флокуляция — это результат замещения Na^+ в глинистых пластинах на более плотно связанные ионы кальция, которые уменьшают степень разделения пластин. Обычно в буровой раствор для бурения гипсовых и ангидритовых интервалов в целях снижения флокуляции добавляют каустическую соду и хромлигносульфонат.

Буровой раствор, загрязненный ангидритом или гипсом, можно обработать, добавив в него карбонат натрия (NaCO_3). Этот химический продукт удаляет избыточные ионы кальция, как видно из следующей химической формулы:

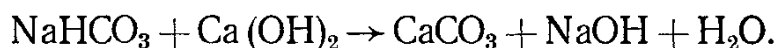


Карбонат кальция осаждается в виде нерастворимого вещества.

ЦЕМЕНТ

Цемент может проникать в систему бурового раствора вследствие неудачного цементирования или при цементировании под давлением. В результате добавления цемента в буровой раствор повышается его вязкость, ПНС, прочность геля и pH.

Буровой раствор, применяемый для выбуривания цемента внутри обсадной колонны или при бурении из-под муфты обсадной трубы и башмака, обычно выбрасывают. Буровой раствор, загрязненный цементом, обрабатывают путем добавления бикарбоната натрия (NaHCO_3), который осаждает карбонат кальция в виде нерастворимого вещества:



Содержание кальция не должно превышать 200 %, чтобы поддерживать требуемые параметры раствора. Как упоминалось выше, катионы кальция (Ca^{++}) предупреждают разделение глинистых пластин и способствуют флокуляции и увеличению вязкости.

Загрязняющими примесями являются также растворимые газы и буровой шлам.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

Буровой раствор готовят путем смешения воды (или нефти) с бентонитом (или аттапульгитом), баритом или различными другими химическими реагентами, чтобы получить флюид с соответствующими свойствами суспензии и текучестью. В процессе бурения буровой раствор диспергируется и выносит буровой шлам, изменяющий его первоначальные свойства. Если шлам не удалить, то буровой раствор потеряет требуемые свойства, что может привести к осложнениям, например, к поглощению раствора.

Назначение оборудования для регулирования параметров бурового раствора — обработка раствора, выходящего из скважины, путем удаления нежелательной выбуренной породы и, если необходимо, добавление твердой фазы и химических реа-

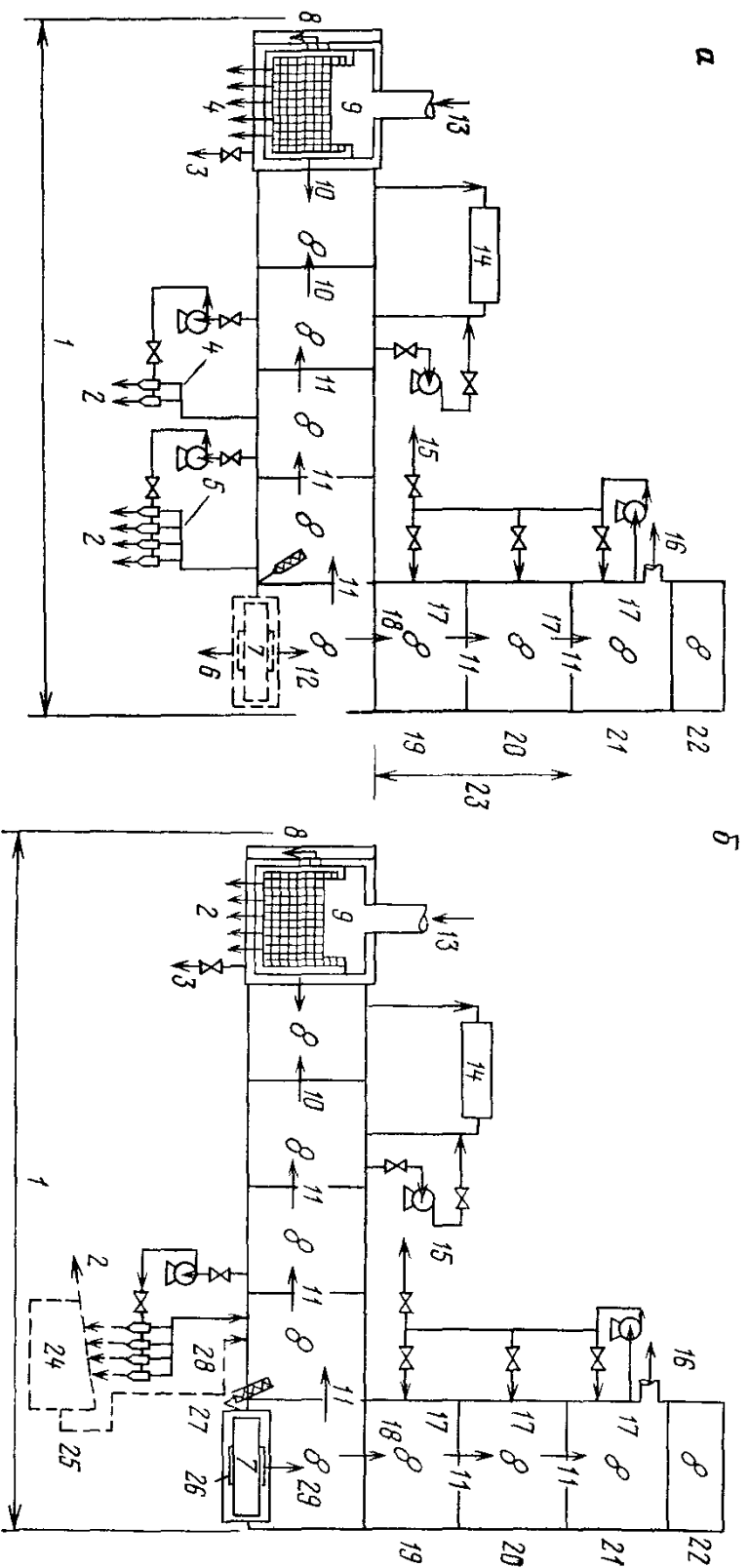


Рис. 6.6. Схемы систем для кондиционирования неутяжеленного (а) и утяжеленного (б) буровых растворов [13]:
 1 — выходная линия; 2 — выброс твердой фазы; 3 — ступенное отверстие пескоотделителя; 4 — пескоотделитель; 5 — шламоотделитель; 6 — отделение песка и шлама; 7 — центрифуга; 8 — нисходящий поток; 9 — выбросито; 10, 11, 18 — раствор с высокой, низкой и допустимой вязкостью соответственно; 12 — жидкие и коллоидные частицы; 13 — буровой раствор из скважины; 14 — деаэрактор; 15 — к резервуару; 16 — буровой раствор в скважину; 17 — ввод бурового раствора; 19 — дополнительная линия; 20 — участок смешивания раствора; 21 — проверка раствора на прокачиваемость; 22 — отстойник; 23 — добавление утяжелителя и перемешивание; 24 — сетка шламоотделителя; 25 — система противотока жидкости; 26 — отделение жидких и коллоидных частиц; 27 — буровой насос; 28 — устройство для очистки бурового раствора; 29 — отделение шлама от глины

гентов. На рис. 6.6 приведена схема полного комплекта оборудования неутяжеленных и утяжеленных (например, баритом) растворов [13].

Компоненты системы регулирования параметров бурового раствора можно разделить на три секции:

- 1) приемный резервуар, содержащий кондиционный буровой раствор, который будет закачан в скважину;
- 2) секция добавления в раствор реагентов и смешения раствора;
- 3) секция удаления из раствора нежелательной твердой фазы.

ДОБАВЛЕНИЕ В РАСТВОР РЕАГЕНТОВ И СМЕШЕНИЕ РАСТВОРА

Процесс смешения раствора включает загрузку твердой фазы или химических реагентов в воронку глиномешалки, соединенную с соплом (рис. 6.7). Сопло обеспечивает получение однородной смеси. Полученный в результате раствор снова энергично встряхивается с помощью устройства для перемешивания или механической мешалки (рис. 6.8). Затем раствор направляют в приемный резервуар, куда он сначала перекачива-

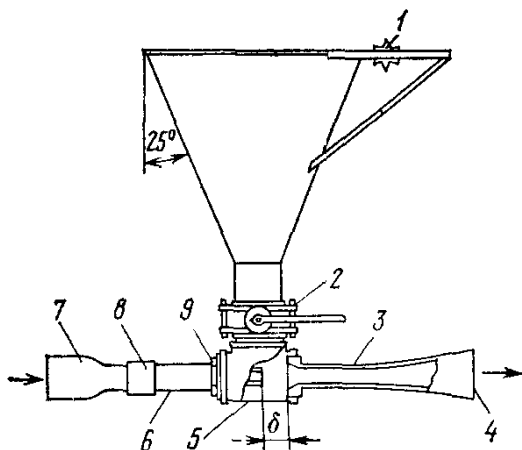


Рис. 6.7. Стандартная гидравлическая глиномешалка [14]:

1 — ножницы для разрезания мешков; 2 — фланцевые соединения; 3 — трубка Вентури; 4 — выходная насадка; 5 — тройник; 6 — корпус входной насадки; 7 — переходной ниппель; 8 — соединение; 9 — шестигранная втулка; δ — зазор, обеспечивающий эффективность работы трубки Вентури

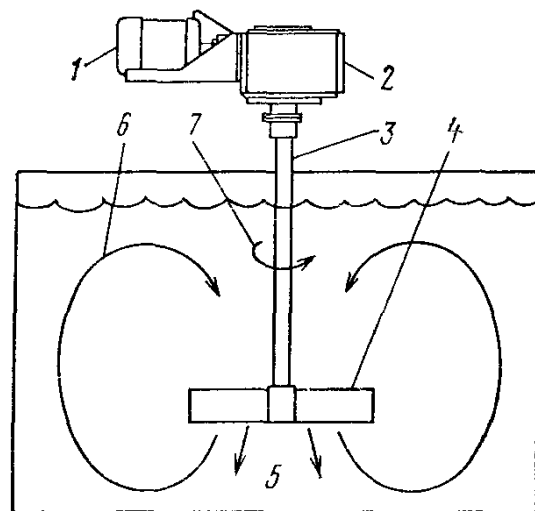


Рис. 6.8. Механическая лопастная глиномешалка [14]:

1 — прямое соединение двигателя; 2 — самосмазывающаяся двухступенчатая зубчатая передача; 3 — сверхмощный вал, для которого не требуется нижний подшипник; 4 — просмоленное лопастное колесо; 5 — направленный вниз поток жидкости (очищает дно емкости); 6, 7 — направление вращения в вертикальной и горизонтальной плоскостях соответственно

ется центробежными насосами. Эти насосы создают давление 0,012—0,013 Па в буровом растворе перед перекачиванием его к буровым насосам. Опыт показал, что при подаче раствора под давлением эффективность буровых насосов увеличивается.

От буровых насосов раствор затем проходит через стояк, буровой шланг, ведущую и бурильную трубы, УБТ и поступает к долоту. Буровой раствор, выходящий из сопел долота, будет выносить буровой шлам из ствола скважины к виброситам.

МЕХАНИЗМЫ УДАЛЕНИЯ ИЗ РАСТВОРА НЕЖЕЛАТЕЛЬНОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Секция состоит из вибросит, песко- и илоотделителей (т. е. гидроциклонов), устройства для очистки бурового раствора, центрифуг.

Вибросита

Буровой раствор, выходящий из ствола скважины, проходит через вибросито, где шлам отделяется от раствора. Вибросито состоит из вибрационных (или вращающихся) сеток, ячейки которых достаточно велики для прохождения бурового раствора и его твердой фазы (бентонита и барита), но достаточно малы для удерживания шлама. Шлам собирают в резервуар, откуда его выбрасывают либо по нему геологи проводят исследование параметров пласта.

Раствор, проходящий через сито, сливается, (рис. 6.9) в наклонный резервуар (песколовушку) под виброситом, где оставшийся мелкий шлам удаляется в результате отстаивания самоотекотом. Песколовушка снабжена сбросными клапанами, периодически открывающимися для очистки от уловленной твердой фазы.

Песко- и илоотделители (гидроциклоны)

Буровой раствор, выходящий из ствола скважины, подается небольшим центробежным насосом к песко- и илоотделителям, которые представляют собой гидроциклоны, действующие по принципу отделения твердой фазы от жидкости с помощью центробежных сил (рис. 6.10).

В гидроциклоне нет движущихся внутренних частей, он состоит из следующих компонентов:

а) верхней цилиндрической секции с касательной нагнетательной трубкой. Цилиндрическая секция, снабжена направляющим трубопроводом. Из визирной трубки выходит чистый буровой раствор;

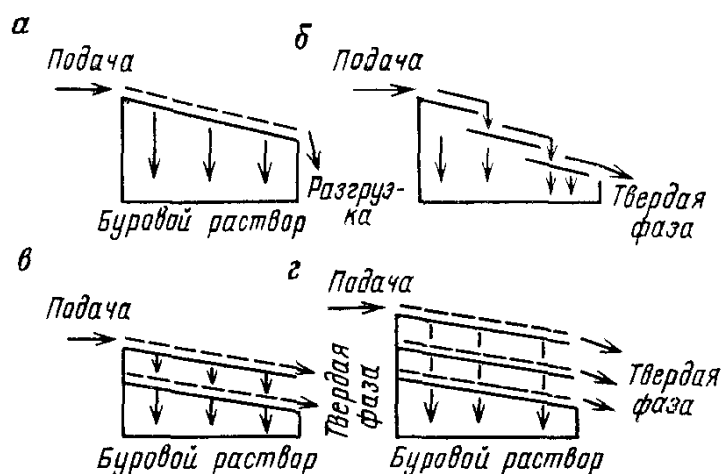


Рис. 6.9. Схемы очистки различных типов вибросит [11]:

а — прямая; б — ступенчатая; в — двухсекционная прямая; г — трехсекционная ступенчатая

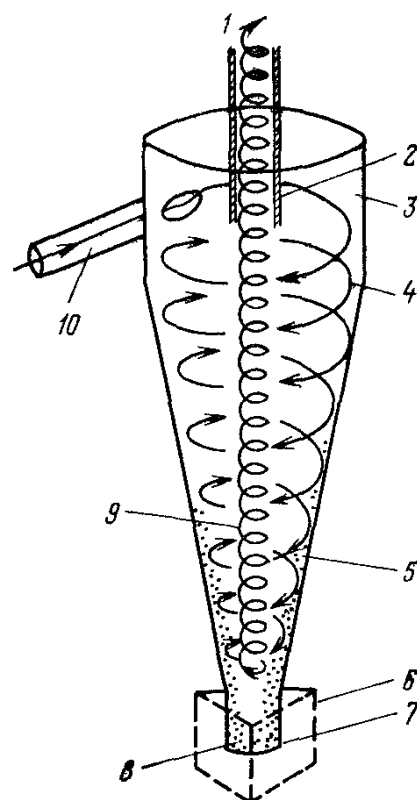


Рис. 6.10. Схема гидроциклона [11]:

1 — отверстие для слива (выгрузка жидкости); 2 — направляющий трубопровод; 3 — приемная камера; 4 — направление движения раствора в циклоне; 5 — твердая фаза бурового раствора; 6 — трехгранная гайка для регулирования размера нижнего сливного отверстия; 7 — нижнее сливное отверстие; 8 — отверстие для выгрузки твердой фазы; 9 — движение жидкости внутри и вверх в виде спирального завихрения; 10 — входной трубопровод

б) конической секции с нижним сливным отверстием, через которое выгружается твердая фаза.

Буровой раствор закачивают по касательной к гидроциклону, под действием результирующей центробежной силы твердая фаза движется к стенкам гидроциклона и выгружается из сливного отверстия с небольшим объемом жидкости. Жидкая часть раствора выходит, переливаясь через верхний край гидроциклона, по направлению к рабочему резервуару для повторного закачивания в ствол скважины.

Гидроциклоны устанавливают так, чтобы сначала удалить крупные частицы песка (т. е. размером более 74 мкм). Такие гидроциклоны называют пескоотделителями. Из пескоотделителя буровой раствор направляется в илоотделитель, где удаляются частицы малого размера (2—74 мкм). Поскольку размер частиц барита менее 74 мкм, то утяжеленные буровые растворы не следует пропускать через илоотделители.

Рабочий диапазон размеров для любого гидроциклона зависит от внутреннего диаметра конуса. На рис. 6.11 приведены размеры твердой фракции, удаленной из бурового раствора, для различных диаметров гидроциклонов; размер пескоотделителя порядка 152—304 мм, а илоотделителя — 102—127 мм.

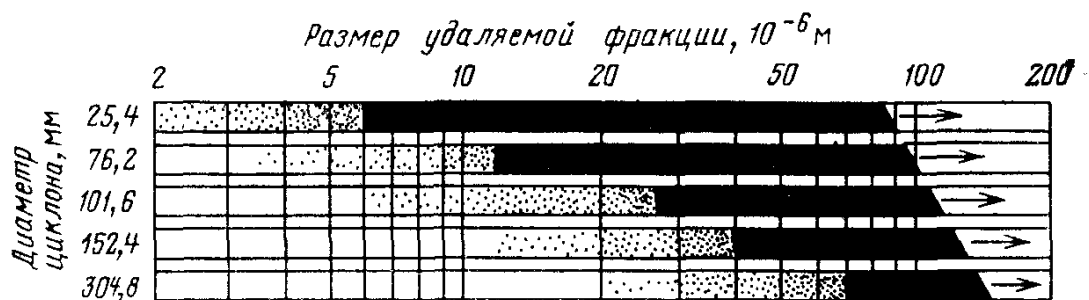
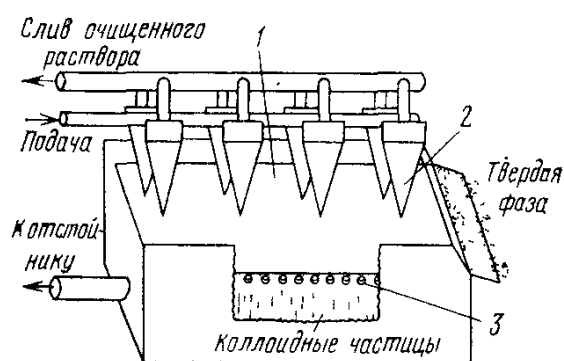


Рис. 6.11. Диаграмма удаления твердой фракции для различных размеров циклонов [11]

Рис. 6.12. Схема устройства для очистки бурового раствора [11]:

1 — мелкая сетка; 2 — гидроциклон для илоотделения; 3 — крепление сетки



Устройства для очистки бурового раствора

В случае использования утяжеленных буровых растворов песко- и илоотделители заменяют устройством для очистки бурового раствора для экономии барита (см. рис. 6.6). В основном устройство состоит [11] из ряда гидроциклонов диаметром 102 мм, размещенных над высокомоощным виброситом с отверстиями размером 40—125 мкм (рис. 6.12). В этой компоновке гидроциклон перемещает частицы песка и барита к виброситу. Барит проходит сквозь сито и используется повторно, а частицы песка выбрасываются.

Преимущество этой системы — экономия таких ценных компонентов, как барит, KCl, нефть и буровой раствор [11]. Кроме того, отходы содержат меньше влаги, тем самым облегчается проблема их утилизации.

Центрифуги

В центрифугах также используют центробежные силы для отделения тяжелой твердой фазы от жидкости и более легких компонентов бурового раствора. Центрифуга состоит из горизонтально расположенной конической стальной емкости (конус), вращающейся с высокой частотой (рис. 6.13). Конус содержит шнек двухвинтового типа, вращающийся в том же направлении, что и стальной конус, но с несколько меньшей частотой. В шнеке имеется пустотелый шпindel, через который вводится буровой раствор.

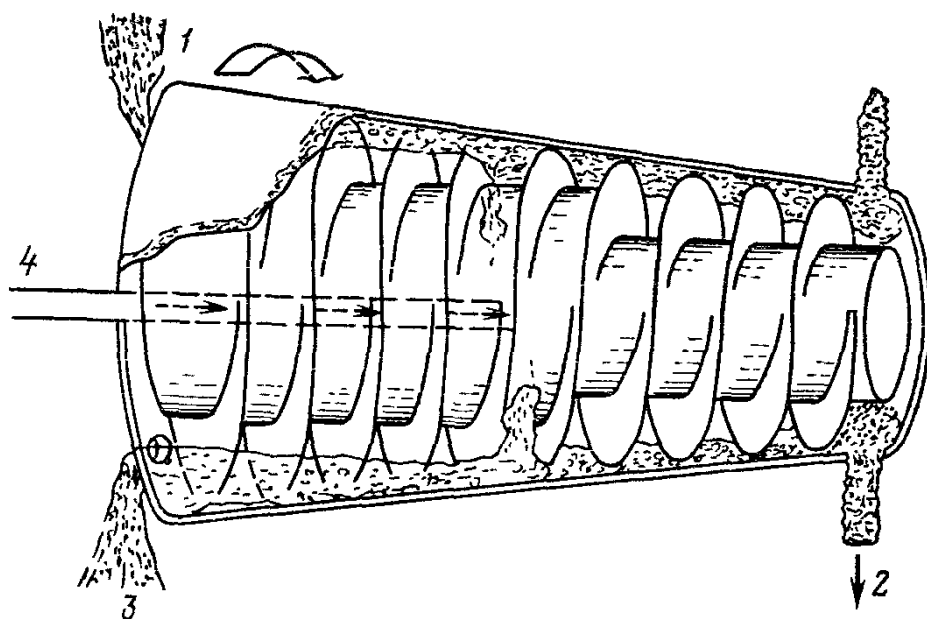


Рис. 6.13. Схема работы центрифуги [11]:

1 — вращающийся конус; 2 — выход твердой фазы крупного размера (осадка); 3 — сброс глины и жидкости; 4 — подача бурового раствора

Буровой раствор поступает в центрифугу через полую ось и распределяется в конусе. Центробежная сила, возникающая вследствие вращения стальной емкости, удерживает раствор в отстойнике на определенном расстоянии от стенок. В отстойнике частицы ила и песка отделяются от стенок, а лопасть конвейера перемещает твердую фазу в направлении к нижней части емкости, где она собирается в виде влажных частиц без свободной жидкости. Жидкость и глинистые частицы (размером 2 мкм), которые нельзя отделить с помощью центрифуги, отбираются, переливаясь из отверстий в широкой части емкости. Уровень жидкости в конусе регулируют, уменьшая или увеличивая диаметр выпускного отверстия.

В случае изменения значений вязкости, прочности геля и динамического сопротивления сдвигу может потребоваться обработка чистого бурового раствора с помощью добавления химических реагентов, бентонита и т. д. Затем кондиционный буровой раствор закачивают центробежными и буровыми насосами в скважину.

ЗАДАЧИ

1. Докажите, что массу глины (м^3) исходного бурового раствора, требуемую для увеличения плотности раствора от ρ_1 до ρ_3 , можно выразить уравнением

$$M = \rho_2 \left(\frac{\rho_3 - \rho_1}{\rho_2 - \rho_3} \right),$$

где M — масса, кг; ρ_2 — плотность глины, кг/м^3 , $\rho_2 = 2490 \text{ кг/м}^3$.

2. Требуется утяжелить бентонитовый буровой раствор, содержащий 8 % воды, добавляя барит, чтобы конечная плотность раствора составила 1200 кг/м³. Рассчитайте количество барита (кг), необходимое для приготовления утяжеленного раствора объемом 150 м³.

В связи с поглощением раствора требуется уменьшить плотность раствора от 1200 до 900 кг/м³. Определите необходимый объем нефти (плотность 800 кг/м³) для того, чтобы получить такое снижение плотности раствора и содержание нефти (%) в буровом растворе.

Ответ: 784 мешка; 75 %; 450 м³.

3. Определите объем бентонитового бурового раствора, который необходимо смешать с баритом, чтобы приготовить 150 м³ бурового раствора плотностью 1200 кг/м³. Какое количество бентонита первоначально использовалось?

Ответ: 272 мешка; 143 м³.

4. Сколько мешков барита потребуется для увеличения плотности раствора от 1250 до 1470 кг/м³? Рассчитайте плотность нового бурового раствора при добавлении в новую систему 20 м³ нефти. Определите количество барита, необходимое для поддержания плотности 1470 кг/м³. Плотность нефти 800 кг/м³.

Ответ: 1038 мешков; 390 кг/м³; 346 мешков.

Список литературы

1. *Baroid/NL Industries Inc. Manual of Drilling Fluids Technology.*— Baroid/NL Industries Publications, 1979.

2. *Schlumberger. Log Interpretation. Principles.* Schlumberger Publications, 1972, Vol. 2.

3. *Rogers F. Composition and Properties of Oilwell Drilling Fluids.*— Gulf Publishing Company, Houston: 1963.

4. *Chillingarian G., Vorabutr P. Drilling and Drilling Fluids.*— Elsevier Scientific, Amsterdam. 1982.

5. *Van Olphen H. An Introduction to Colloid Chemistry.*— Interscience, New York, London, 1963.

6. *API RP 29. Suggested procedures for Laboratory Evaluation of Drilling Mud Properties.* API Production Department, 1962.

7. *API Bull 13D. The Rheology of Oilwell Drilling Fluids.*— API Production Department, 1980.

8. *Borst R. L., Keller W. D. Scanning electron microscope of API reference clay minerals and other selected samples.*— Int Clay Conf., Tokyo, Japan, 1969, p. 871—901.

9. *Deily F., Holman W., Lindblom G., Patton J. New low-solids polymer mud designed to cut well costs*— World Oil, 1967, July, 77—80.

10. *Kelly J. Drilling fluid selection, performance and quality control.*— JPT, 1983, May, 889—898.

11. *IMCO. Applied Mud Technology (Manual).*— IMCO Services publications, 1979.

12. *API PP13B. Standard Procedures for Testing Drilling Fluids.*— API, Ninth Edition, 1982, May.

13. *Young G., Robinson L. How to design a mud system for optimum solids removal*— World Oil, 1982, Sept., Oct., Nov.

14. *Geolograph. Geolograph Pioneer Manual*, 1971.

ГЛАВА 7

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В БУРЕНИИ

В этой главе рассматриваются правильное использование гидравлической энергии на буровом долоте и определение потерь давления в различных частях бурильной колонны. Существует несколько моделей для расчетов потерь давления в трубах и кольцевом пространстве. Каждая из моделей базируется на ряде допущений.

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ

Рассмотрим схему, на которой представлены различные элементы бурильной колонны, долото и обвязка наземного оборудования (рис. 7.1).

Вследствие действия сил трения при движении жидкости происходит потеря энергии при нагнетании жидкости из точки *I* в точку *II* и обратно в резервуар для бурового раствора (точка *III*). Основная задача гидравлики буровой установки — расчет потерь давления в результате действия сил трения в различных частях системы циркуляции.

Эти потери давления удобнее определять, выделив четыре основных участка: 1) в обвязке наземного оборудования, 2) трубах, 3) кольцевом пространстве и 4) долоте. Указанные потери давления зависят от типа используемой жидкости и характера потока в циркуляционной системе.

Потери давления в обвязке наземного оборудования p_1 определяются сопротивлениями в стояке, буровом шланге, вертлюге и ведущей трубе. Задача определения потерь давления в обвязке наземного оборудования осложняется зависимостью этих потерь от размеров и геометрической формы наземного оборудования, которые могут изменяться во времени вследствие непрерывного износа поверхностей промывочными жидкостями. Для определения потерь давления (МПа) в обвязке наземного оборудования можно использовать следующее уравнение:

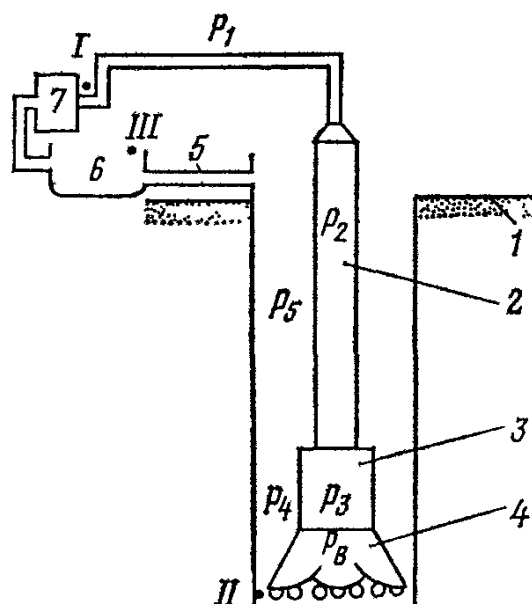
$$p_1 = 0,1 E \rho_m^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2}, \quad (7.1)$$

где E — постоянная величина, зависящая от типа обвязки наземного оборудования; ρ_m — плотность бурового раствора, кг/л; Q — расход жидкости, л/мин; PV — пластическая вязкость, 10^{-3} Па·с.

На практике используют четыре типа наземного оборудования; каждый тип характеризуется размерами стояка, рабочей

Рис. 7.1. Схема системы циркуляции

1 — устье скважины; 2 — бурильная колонна; 3 — УБТ; 4 — долото; 5 — линия выхода раствора из скважины; 6 — резервуар для бурового раствора; 7 — I, II, III — номера точек (предполагается, что точки I и III находятся на одном уровне)



трубы, бурового шланга, вертлюга и, кроме того, значением константы E (табл. 7.1.)

Потери давления происходят внутри бурильной трубы и УБТ и обозначены соответственно p_2 и p_3 . Потери давления в кольцевом пространстве возникают вокруг УБТ и бурильной трубы и соответственно обозначены p_4 и p_5 (см. рис. 7.1). Величины p_2 , p_3 , p_4 и p_5 зависят от следующих факторов:

а) размеров бурильной трубы или УБТ, т. е. от наружного и внутреннего диаметров и длины;

б) реологических свойств бурового раствора, т. е. от плотности бурового раствора, пластической вязкости и предельного напряжения сдвига;

в) характеристики потока, который может быть ламинарным, турбулентным (обычный или пробковый).

Фактическое поведение бурового раствора в скважине точно неизвестно, а его параметры, измеренные на поверхности,

ТАБЛИЦА 7.1

ТИПЫ НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Тип	Стояк		Буровой шланг		Вертлюг		Ведущая труба		$\times$ Константа E $\times 10^{-6}$
	длина, м	внутренний диаметр, мм	длина, м	внутренний диаметр, мм	длина, м	внутренний диаметр, мм	длина, м	внутренний диаметр, мм	
1	12,2	76,2	12,2	50,8	1,2	50,8	12	57,1	8,8
2	12,2	88,9	16,8	63,5	1,5	63,5	12	82,5	8,3
3	13,7	101,6	16,8	76,2	1,5	63,5	12	82,5	1,8
4	13,7	101,6	16,8	76,2	1,8	76,2	12	101,6	1,4

отличаются от значений на забое. Существует несколько методов расчета потерь давления, причем каждая из них дает различные значения для одних и тех же условий

Ниже используются две модели: пластическая модель Бингхэма и модель степенного закона. Все необходимые уравнения приведены в гл. 5.

При пластической модели Бингхэма используют следующие уравнения. Средняя скорость движения (м/с) жидкости в трубах

$$\bar{v}_T = 21,2 (Q/D^3), \quad (7.2)$$

где Q — расход, л/мин, D — внутренний диаметр трубы, мм.

Критическая скорость жидкости (м/с) в трубах

$$v_k = 1,5 \frac{(PV) + \sqrt{(PV)^2 + 0,1064 \rho_m D^3 (YP)}}{\rho_m D}, \quad (7.3)$$

где YP — предельное напряжение сдвига, Па.

Если средняя скорость жидкости больше критической, т. е.

$$\bar{v}_T > v_k, \quad (7.4)$$

то поток — турбулентный, и для определения потерь давления в трубах (МПа) необходимо использовать уравнение

$$p_T = \frac{5,55 \rho_m^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2} L}{D^{4,8}}, \quad (7.5)$$

где L — длина трубы, м.

Если средняя скорость жидкости меньше критической, т. е.

$$\bar{v}_T < v_k, \quad (7.6)$$

то поток — ламинарный, и для определения потерь давления (МПа) в трубах необходимо использовать уравнение

$$p_L = \frac{3,2 \cdot 10^{-2} L (PV) \bar{v}_T}{D^2} + \frac{2,55 (YP) 10^{-3}}{D}, \quad (7.7)$$

При движении жидкости в кольцевом пространстве средняя скорость (м/с) определяется по формуле

$$\bar{v}_{к. п} = 24,5 Q / (D_{скв}^2 - D_n^2), \quad (7.8)$$

где $D_{скв}$ — диаметр скважины, мм; D_n — наружный диаметр трубы, мм.

Критическая скорость (м/с) жидкости в кольцевом пространстве

$$v_{к. п} = 1,5 \frac{(PV) + \sqrt{(PV)^2 + 0,079 \rho_m D_e^3 (YP)}}{\rho_m D_e}, \quad (7.9)$$

где D_e — эффективный диаметр,

$$D_e = D_{скв} - D_n. \quad (7.10)$$

Сравнивая формулы (7.3) и (7.9), видим, что они аналогичны: вместо внутреннего диаметра трубы D в формуле (7.9) используется эффективный диаметр D_e , который находят из выражения (7.10).

Если средняя скорость жидкости больше критической, т. е.

$$\bar{v}_{к п} > v_{к п}, \quad (7.11)$$

то поток — турбулентный, и для определения потерь давления (МПа) в кольцевом пространстве необходимо использовать уравнение

$$p_{к п. т} = \frac{5,55 \rho_m^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2} L}{(D_{скв} - D_n)^2 (D_{скв} + D_n)^{1,8}}. \quad (7.12)$$

Если средняя скорость жидкости меньше критической, т. е.

$$\bar{v}_{к п} < v_{к п}, \quad (7.13)$$

то поток — ламинарный, и для определения потерь давления (МПа) в кольцевом пространстве необходимо использовать уравнение

$$p_{к п л} = \frac{48 \cdot 10^{-3} L \bar{v}_{к п} (PV)}{(D_{скв} - D_n)^3} + \frac{2,87 \cdot 10^{-3} L (YP)}{D_{скв} - D_n}. \quad (7.14)$$

Перепад давления на долоте

$$p_d = p_{ст} - (p_{б т} + p_{убт} + p_{з т} + p_{з убт}), \quad (7.15)$$

где $p_{ст}$ — потери давления на стояке; $p_{б т}$, $p_{убт}$ — потери давления при движении жидкости внутри соответственно бурильных труб и УБТ; $p_{з т}$, $p_{з убт}$ — потери давления при движении жидкости в затрубном пространстве соответственно между бурильными трубами и стенками скважины и между УБТ и стенками скважины.

Скорость выхода (м/с) струи жидкости из насадки долота определяется по формуле:

$$v_c = 13,44 \sqrt{10 p_d / \rho_m}. \quad (7.16)$$

Общая площадь поперечного сечения (мм²) насадок долота

$$A_o = 16,67 (Q/v_c), \quad (7.17)$$

а диаметр (мм) насадки долота

$$d_n = 1,26 \sqrt{4 A_o / 3 \pi}. \quad (7.18)$$

Для стационарного турбулентного потока справедливо приближенное соотношение

$$\mu = (PV)/3,2. \quad (7.19)$$

Если при бурении применяют раствор, который описывается степенным законом, то сначала определяют параметры n и K по формулам

$$n = 3,32 \lg \theta_{600} / \theta_{300}, \quad (7.20)$$

$$K = \theta_{300} / 511^n. \quad (7.21)$$

Затем по формуле (7.2) определяют среднюю скорость движения жидкости v_t .

Значение критической скорости (м/с) жидкости в трубах находят из выражения

$$v_k = \left(\frac{0,179K}{\rho_m} \right)^{1/(2-n)} \left(\frac{2000}{D} \frac{3n+1}{n} \right)^{n/(1-n)}. \quad (7.22)$$

Если средняя скорость жидкости больше критической и справедливо соотношение (7.4), то поток — турбулентный, и для определения потерь давления в трубах необходимо использовать уравнение (7.5).

Если средняя скорость жидкости меньше критической и справедливо соотношение (7.6), то поток — ламинарный, и для определения потерь давления в трубах следует применять уравнение

$$\rho_n = \frac{19,16 \cdot 10^{-4} KL}{D} \left(\frac{2000 \bar{v}}{D} \frac{3n+1}{n} \right)^n. \quad (7.23)$$

При движении раствора в кольцевом пространстве для определения потерь давления находят среднюю скорость по формуле (7.8) и критическую скорость из соотношения

$$v_{k.п} = \left(\frac{0,119K}{\rho_m} \right)^{1/(2-n)} \left(\frac{4000}{D_{скв} - D_n} \frac{2n+1}{n} \right)^{n/(2-n)}. \quad (7.24)$$

Если средняя скорость жидкости больше критической и справедливо соотношение (7.11), то поток в кольцевом пространстве — турбулентный, и для определения потерь давления необходимо использовать формулу (7.12).

Если средняя скорость жидкости меньше критической и справедливо соотношение (7.13), то поток в кольцевом пространстве — ламинарный, и для определения потерь давления требуется применять формулу

$$\rho_{к.п.л} = \frac{18,9 \cdot 10^{-4} KL}{D_{скв} - D_n} \left(\frac{4000 \bar{v}}{D_{скв} - D_n} \frac{2n+1}{n} \right)^n. \quad (7.25)$$

При установлении потерь давления на долоте необходимо использовать формулы (7.15) — (7.18).

Цель любых гидравлических расчетов — оптимизация перепада давления на долоте таким образом, чтобы обеспечить максимальную очистку забоя.

Для данной длины бурильной колонны (бурильной трубы и УБТ) и определенных свойств бурового раствора потери давления p_1 , p_2 , p_3 , p_4 и p_5 останутся постоянными. Потери давления на долоте в значительной степени зависят от диаметров насадок, которые определяют гидравлическую мощность, реализуемую на долоте. Чем меньше диаметр насадки, тем больше перепад давления и скорость струи в насадке. Когда твердость пород изменяется (от мягких пород до пород средней твердости), основная задача — обеспечение максимальной очистки, а не максимального гидромониторного эффекта. В этом случае при использовании насадок большего диаметра требуется высокий расход жидкости.

Для нахождения перепада давления на долоте необходимо найти сумму $p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5$ и получить общую величину p_c (потери давления во всей системе). Затем следует определить расчетное давление насоса. Обычно предусматривают работу насоса на 80—90 % расчетной величины, и тогда перепад давления в долоте равен разности давления нагнетания и p_c .

Уравнения, необходимые для расчета скорости истечения струи из насадок, перепада давления на долоте и диаметров насадок приведены выше.

Пример 7.1. С помощью пластической модели Бингхэма и модели, использующей степенной закон, определить потери давления, скорость истечения струи из насадки и диаметры насадок для скважины диаметром 311 мм. Чтобы обеспечить расход жидкости 44 л/с (2650 л/мин), используют два насоса.

Данные для расчета: пластическая вязкость — $12 \cdot 10^{-3}$ Па·с; предельное напряжение сдвига — $(0,479 \cdot 12)$ Па; плотность бурового раствора — 1,057 кг/л; бурильная труба — внутренний и наружный диаметры 108,6 и 127 мм соответственно, длина — 1975 м; УБТ — внутренний и наружный диаметры 73 и 203 мм соответственно, длина 189 м.

Наружный и внутренний диаметры последней обсадной колонны — 340 и 319 мм. Эта колонна спущена на глубину 777 м. Два насоса работают при максимальном давлении на стояке 15,17 МПа. Предположим, что используют тип 4 наземного оборудования (см. табл. 7.1).

Решение. 1. Пластическая модель Бингхэма. Из табл. 7.1 находим значение константы для типа 4 наземного оборудования $E = 1,4 \cdot 10^{-6}$ и по формуле (7.1) определяем потери давления в обвязке наземного оборудования

$$p_1 = 1,4 \cdot 10^{-7} \cdot 1,057^{0,8} \cdot 2650^{1,8} \cdot 12^{0,2} = 0,349 \text{ МПа.}$$

Находим среднюю скорость движения жидкости в бурильных трубах из выражения (7.2)

$$\bar{v} = 21,2 (2650/108,6^2) = 4,763 \text{ м/с.}$$

Определяем критическую скорость движения раствора в трубах из уравнения (7.3)

$$v_k = 1,5 \frac{12 + \sqrt{12^2 + 0,1064 \cdot 1,057 \cdot 108,6^2 \cdot 0,479 \cdot 12}}{108,6 \cdot 1,057} = 1,309 \text{ м/с.}$$

Поскольку $v > v_k$, то поток — турбулентный и потери давления внутри буровых труб рассчитывают по формуле (7.5)

$$p_2 = 5,55 \cdot 1,057^{0,8} \cdot 12^{0,2} \cdot 2650^{1,8} \cdot 1975/108,6^{4,8} = 4,622 \text{ МПа.}$$

Следуя той же методике, что и для определения потерь в буровой трубе, получаем среднюю скорость движения жидкости внутри УБТ

$$\bar{v} = 21,2 \frac{2650}{73^2} = 10,54 \text{ м/с.}$$

Далее находим критическую скорость движения раствора внутри УБТ

$$v_k = 1,5 \frac{12 + \sqrt{12^2 + 0,1064 \cdot 1,057 \cdot 73^2 \cdot 0,479 \cdot 12}}{73 \cdot 1,057} = 1,398 \text{ м/с.}$$

Поскольку $\bar{v} > v_k$, то поток — турбулентный, и потери давления внутри УБТ определяются из уравнения (7.5)

$$p_3 = 5,55 \cdot 1,057^{0,8} \cdot 12^{0,2} \cdot 2650^{1,8} \cdot 189/73^{4,8} = 2,977 \text{ МПа.}$$

Для определения потерь давления в кольцевом пространстве воспользуемся рис. 7.2, из которого видно, что часть буровой трубы находится в обсадной колонне, а часть — в открытом стволе скважины. Отсюда для установления потерь давления вокруг буровой трубы вначале следует рассчитать потери давления вокруг буровой трубы в обсадной колонне, а затем вокруг буровой трубы в открытом стволе.

Находим среднюю скорость потока в обсаженном интервале скважины

$$\bar{v} = \frac{24,5Q}{D_{o.t}^2 - D_{н.б.т}^2} = \frac{24,5 \cdot 2650}{319^2 - 127^2} = 0,758 \text{ м/с,}$$

где $D_{o.t}$ — внутренний диаметр обсадной колонны, мм; $D_{н.б.т}$ — наружный диаметр буровых труб, мм.

Находим критическую скорость потока для этого интервала:

$$v_k = 1,5 \frac{12 + \sqrt{12^2 + 0,079 \cdot 1,057 (319 - 127)^2 \cdot 0,479 \cdot 12}}{1,057 (319 - 127)} = 1,076 \text{ м/с.}$$

Поскольку $\bar{v} < v_k$, то поток — ламинарный, и потери давления вокруг буровой трубы в обсаженном участке ствола скважины определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} p_{o.c} &= \frac{48 \cdot 10^{-3} L (PV) \bar{v}}{(D_{o.t} - D_{н.б.т})^2} + \frac{2,87 \cdot 10^{-3} L (YP)}{(D_{o.t} - D_{н.б.т})} = \\ &= \frac{48 \cdot 10^{-3} \cdot 777 \cdot 12 \cdot 0,758}{(319 - 127)^2} + \frac{2,87 \cdot 10^{-3} \cdot 777 \cdot 12 \cdot 0,479}{(319 - 127)} = 0,145 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Для открытого участка ствола скважины

$$\begin{aligned} \bar{v} &= 24,5 \cdot 2650 / (311^2 - 127^2) = 0,806 \text{ м/с,} \\ v_k &= 1,5 \frac{12 + \sqrt{12^2 + 0,079 \cdot 1,057 \cdot (311 - 127)^2 \cdot 0,479 \cdot 12}}{1,057 \cdot (311 - 127)} = 1,08 \text{ м/с.} \end{aligned}$$

Поскольку $\bar{v} < v_k$, то поток — ламинарный, и потери давления вокруг бурильной трубы в открытом стволе скважины ($L = 1975 - 777 = 1198$ м) определяют следующим образом:

$$p_{0.c} = \frac{48 \cdot 10^{-3} \cdot 1198 \cdot 12 \cdot 0,806}{(311 - 127)^2} + \frac{2,87 \cdot 10^{-3} \cdot 1198 \cdot 12 \cdot 0,479}{311 - 127} = 0,241 \text{ МПа.}$$

Следовательно, общий перепад давления вокруг бурильной трубы $p_5 = p_A + p_B = 0,145 + 0,241 = 0,386$ МПа.

Для установления потерь давления вокруг УБТ вначале находим

$$\bar{v} = \frac{24,5 \cdot 2650}{311^2 - 203^2} = 1,17 \text{ м/с и}$$

$$v_k = 1,5 \frac{12 + \sqrt{12^2 + 0,079 \cdot 1,057 (311 - 203)^2 \cdot 0,479 \cdot 12}}{1,057 (311 - 203)} = 1,15 \text{ м/с.}$$

Поскольку $\bar{v} < v_k$, то поток — ламинарный, и потери давления вокруг УБТ определяют таким образом:

$$p_4 = \frac{48 \cdot 10^{-3} \cdot 189 \cdot 12 \cdot 1,17}{(311 - 203)^2} + \frac{2,87 \cdot 10^{-3} \cdot 189 \cdot 12 \cdot 0,479}{311 - 203} = 0,068 \text{ МПа.}$$

Общие потери давления в циркуляционной системе (исключая долото) равны сумме $p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5 = 0,349 + 4,622 + 2,977 + 0,068 + 0,374 = 8,3$ МПа.

Следовательно, перепад давления на долоте $p_d = 15,17 - 8,3 = 6,78$ МПа

Скорость струи в насадке определяем по формуле (7.16):

$$v_c = 13,44 \sqrt{10 p_d / \rho_m} = 13,44 \sqrt{67,8 / 1,057} = 107,6 \text{ м/с.}$$

Общую площадь насадок находим из выражения (7.17):

$$A_0 = 16,67 \cdot 2650 / 107,5 = 410,32 \text{ мм}^2,$$

а диаметры насадок из (7.18):

$$d_n = 1,26 \sqrt{\frac{4 \cdot 410,32}{3 \cdot 3,14}} = 16,64 \text{ мм.}$$

Следовательно, выбираем две насадки диаметром 177 мм и одну — диаметром 16 мм. Общая площадь этих насадок равна 412,18 мм², что больше вычисленной площади 410,32 мм².

2. Модель, использующая степенной закон. Потери давления в обвязке наземного оборудования

$$p_1 = 0,1 E \rho_m^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2} = 1,4 \cdot 10^{-7} \cdot 2650^{1,8} \cdot 12^{0,2} = 0,349 \text{ МПа.}$$

Для установления потерь давления в бурильной колонне вначале определяем

$$\theta_{600} = 2 (PV) + 2 (YP) = (2 \cdot 12 + 12) 10^{-3} = 36 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$\theta_{300} = (PV) + (YP) = (12 + 12) 10^{-3} = 24 \cdot 10^{-3}.$$

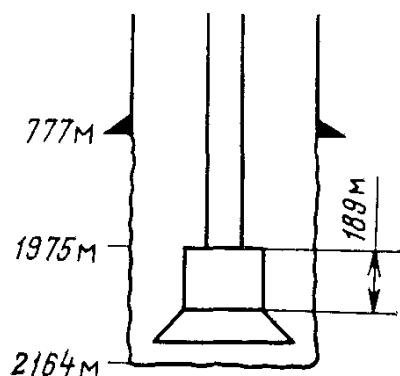


Рис. 7.2. К расчету давления в затрубном пространстве

$$n = 3,32 \lg (\theta_{600}/\theta_{300}) = 0,585,$$

$$K = \theta_{300}/511^n = 0,626,$$

$$v_k = \left(\frac{0,179K}{\rho_m} \right)^{1/(2-n)} \left(\frac{2000}{D} \frac{3n+1}{n} \right)^{n/(1-n)} = \left(\frac{0,179 \cdot 0,626}{1,057} \right)^{1/(2-0,585)} \times \\ \times \left(\frac{2000}{108,6} \frac{3 \cdot 0,585 + 1}{0,585} \right)^{0,585/(1-0,585)} = 1,3 \text{ м/с},$$

$$\bar{v} = 21,2 \cdot 2650/108,6^2 = 4,76 \text{ м/с}.$$

Так как $\bar{v} > v_k$, то поток — турбулентный, и потери давления в буровой трубе рассчитывают по уравнению

$$p_2 = \frac{55,5 \rho_m^{0,8} Q^{1,8} (PV)^{0,2} L}{D^{4,8}} = \frac{55,5 \cdot 1,057^{0,8} \cdot 2650^{1,8} \cdot 12^{0,2} \cdot 1975}{108,6^{4,8}} \approx 4,6 \text{ МПа}.$$

Для определения потерь давления в УБТ найдем

$$v_k = 1,53 \text{ м/с} \text{ и } \bar{v} = 21,2 \cdot 2650/73^2 = 10,54 \text{ м/с}.$$

Поскольку $\bar{v} > v_k$, то поток — турбулентный, следовательно, потери давления в УБТ

$$p_3 = 5,55 \cdot 1,057^{0,8} \cdot 2650^{1,8} \cdot 12^{0,2} \cdot 189/73^{4,8} = 2,97 \text{ МПа}.$$

Так как скважина обсажена, то потери давления в затрубном пространстве необходимо определять как в открытом, так и в обсаженном стволе скважины (см. рис. 7.2). Рассчитаем потери давления в кольцевом пространстве за буровой колонной.

Рассмотрим обсаженный участок скважины. Величины K и n были определены выше: $n=0,585$, $K=0,626$; длина обсаженного участка $L=777$ м; ширина кольцевого пространства составляет $319-127=192$ мм.

Находим

$$v_k = \left(\frac{0,119K}{\rho_m} \right)^{1/(2-n)} \left(\frac{4000}{D_{\text{скв}} - D_{\text{н.б.т}}} \frac{2n+1}{n} \right)^{n/(2-n)} = \\ = \left(\frac{0,119 \cdot 0,626}{1,057} \right)^{1/(2-0,585)} \left(\frac{4000}{319-127} \frac{2 \cdot 0,585 + 1}{0,585} \right)^{0,585/(2-0,585)} = 0,98 \text{ м/с} \\ \text{и } \bar{v} = 21,2 \frac{2650}{319^2 - 127^2} = 0,66 \text{ м/с}.$$

Очевидно, что $\bar{v} < v_k$, поэтому поток — ламинарный, и потери давления во круг буровой трубы в обсаженной скважине

$$p_A = \frac{18,9 \cdot 10^{-4} K L}{D_{\text{скв}} - D_{\text{н.б.т}}} \left[\frac{4000 \bar{v} (2n+1)}{D_{\text{скв}} - D_{\text{н.б.т}}} \right]^n = \\ = \frac{18,9 \cdot 10^{-4} \cdot 0,626 \cdot 777}{192} \left[\frac{4000 \cdot 0,66 (2 \cdot 0,585 + 1)}{192 \cdot 0,585} \right]^{0,585} = 0,048 \text{ МПа}.$$

Длина буровой колонны в открытом стволе составляет $1975-777=1198$ м, а ширина кольцевого пространства равна $311-127=184$ мм.

Получаем

$$\bar{v} = 21,2 \cdot 2650/(311^2 - 127^2) = 0,695 \text{ м/с} \text{ и } v_k = 0,996 \text{ м/с}.$$

Так как $\bar{v} < v_k$, то поток — ламинарный, и потери давления вокруг бурильной трубы в открытом стволе

$$p_{0.c} = \frac{18,9 \cdot 10^{-4} \cdot 0,626 \cdot 1198}{184} \left[\frac{4000 \cdot 0,695 \cdot (2 \cdot 0,585 + 1)}{184 \cdot 0,585} \right]^{0,585} = 0,083 \text{ МПа.}$$

Общие потери давления вокруг бурильной трубы

$$p_5 = p_A + p_B = 0,048 + 0,083 = 0,13 \text{ МПа}$$

Для установления потерь давления вокруг УБТ определим

$$v_k = 1,17 \text{ м/с и } \bar{v} = 21,2 \cdot 2650 / (311^2 - 103^2) = 1,01 \text{ м/с}$$

Поскольку $\bar{v} < v_k$, то поток — ламинарный и

$$p_4 = \frac{18,9 \cdot 10^{-3} \cdot 0,626 \cdot 189}{311 - 203} \left[\frac{4000 \cdot 1,01 (2 \cdot 0,585 + 1)}{(311 - 203) 0,585} \right]^{0,585} = 0,034 \text{ МПа.}$$

Потери давления внутри и вокруг бурильной трубы и УБТ остаются постоянными, пока остаются неизменными свойства бурового раствора и геометрические размеры. Общие потери давления во всей системе (исключая долото) равны

$$p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5 = 0,349 + 4,616 + 2,97 + 0,034 + 0,131 = 8,11 \text{ МПа.}$$

Следовательно,

$$\begin{aligned} \text{Перепад давления в долоте} &= \text{Давление нагнетания} - \\ \text{Общие потери давления} &= 15,17 - 8,11 = 7,06 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Применяя ту же методику, что и при использовании пластической модели Бингхэма, получаем скорость струи в насадке $v_c = 109,4 \text{ м/с}$, общую площадь насадки $A_0 = 402,5 \text{ мм}^2$, диаметр насадки $d_n = 16,47 \text{ мм}$. Отсюда выбирают две насадки диаметром 16 мм и одну — диаметром 17 мм.

Общая площадь таких насадок составляет $396,4 \text{ мм}^2$, что меньше $402,5 \text{ мм}^2$. Если выбирались две насадки диаметром 17 мм и одна — диаметром 16 мм, то общая площадь проходного сечения будет равна $412,7 \text{ мм}^2$, что больше расчетной площади $402,5 \text{ мм}^2$. На практике выбирают меньший диаметр, чтобы получить максимальный перепад давления на долоте.

3. Сопоставление двух моделей. Из приведенных выше результатов видно, что при использовании двух моделей получают различные диаметры насадок: для пластической модели Бингхэма имеем две насадки диаметром 17 мм и одну — 16 мм, а для модели, использующей степенной закон — две насадки диаметром 16 мм и одну — 17 мм. На практике это считается незначительным различием, а если давление буровых насосов больше $15,5 \text{ МПа}$, то выбирают три насадки диаметром 16 мм.

Следует отметить, что представленные уравнения турбулентного потока применяют понятие турбулентной вязкости, равной $(PV)/3,2$, а не пластической. Если использовать понятие пластической вязкости, то потери давления будут на 26 % выше значений, вычисленных с помощью уравнений турбулентного потока. Использование понятия турбулентной вязкости, т. е. $(PV)/3,2$, обеспечивает получение данных для потерь давления, согласующихся с промысловыми результатами.

ОПТИМИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИКИ ДОЛОТА

Гидравлический расчет долота начинают с установления потерь давления в различных элементах циркуляционной системы. Вычисляют потери давления в обвязке наземного оборудования,

внутри и вокруг бурильной трубы, внутри и вокруг УБТ, а затем определяют общее значение как потери давления в системе циркуляции, исключая долото. Такие потери давления обозначают p_p .

Специальные линейки (палетки) для расчета p_p можно заказать в фирмах, выпускающих долота. Эти линейки нельзя применять для расчетов потерь давления в кольцевом пространстве по двум причинам:

- 1) потери давления в затрубном пространстве обычно малы, и их значения могут оказаться за пределами шкалы линейки;
- 2) давления в кольцевом пространстве создаются ламинарным потоком, а большинство счетных линеек используют модели турбулентного потока.

В опубликованной в журнале «Уорлд Ойл» статье предлагается экспресс-метод расчетов потерь давления в системе. Для учета потерь давления в кольцевом пространстве между бурильными трубами и скважиной в расчеты вводится 10 %-ный коэффициент, т. е. потери умножают на 1,1. Для неглубоких скважин этот метод удовлетворителен, однако для глубоких скважин потери давления в затрубном пространстве необходимо вычислять с помощью модели степенного закона или уравнений пластической модели Бингхэма.

ДАВЛЕНИЕ НАГНЕТАНИЯ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ

Когда потери давления в системе p_p определены, необходимо найти допустимое давление на долоте p_d . Величина p_d зависит от максимально допустимого давления нагнетания на устье.

Большинство буровых установок имеют ограничения максимального давления нагнетания на устье, особенно при использовании высоких расходов бурового раствора, превышающих 31,5 л/с. В этом случае применяют два насоса для обеспечения такого высокого расхода. Для буровых установок на суше обычные ограничения давления нагнетания на устье изменяются в пределах 17,6—21,1 МПа при глубине 3658 м. Для глубоких скважин используют высокомошные насосы, которые могут иметь давление до 35,2 МПа.

Для большинства операций бурения существует ограничение для давления нагнетания на устье, и критерии, определяющие методы оптимизации гидравлики долота, должны учитывать эти особенности.

ОПТИМИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Существуют два критерия оптимизации гидравлики долота:

- 1) максимальная гидравлическая мощность долота ВНР;
- 2) максимальная ударная сила IF.

Для каждого критерия характерны различные значения перепада давления на долоте и разные диаметры насадок. Перед инженером ставится задача выбора критерия. Для большинства операций бурения скорость циркуляции уже установлена для обеспечения соответствующей скорости восходящего потока бурового раствора. Таким образом, оптимизации требует лишь одна переменная величина — перепад давления на долоте p_d . Рассмотрим детально эти критерии и экспресс-метод оптимизации гидравлики долота.

МАКСИМАЛЬНАЯ ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ ДОЛОТА

Потеря давления в долоте представляет собой разность между давлением на стояке и p_p . Для оптимальной гидравлической программы перепад давления на долоте должен составлять определенную часть максимально возможного давления нагнетания на устье. Для данного расхода жидкости оптимальная гидравлическая программа достигается в случае, когда гидравлическая мощность долота составляет некоторую часть мощности на поверхности.

Гидравлическая мощность на устье $(\text{ННР})_y$ есть сумма гидравлической мощности на долоте (ВННР) и гидравлической мощности в циркуляционной системе $(\text{ННР})_ц$. С математической точки зрения это может быть выражено следующим образом:

$$(\text{ННР})_y = (\text{ВННР}) + (\text{ННР})_ц, \quad (7.26)$$

откуда

$$\text{ВННР} = (\text{ННР})_y - (\text{ННР})_ц. \quad (7.27)$$

При ограниченном давлении на устье максимальный перепад давления в долоте как функция допустимого устьевого давления дает возможность обеспечивать максимальную гидравлическую мощность на долоте при оптимальном расходе жидкости. Таким образом, первый член уравнения (7.27) необходимо максимально увеличить, чтобы достигнуть максимального значения ВННР . Уравнение (7.27) можно записать в виде

$$\text{ВННР} = 2,536 \cdot 10^{-7} (p_y Q - p_ц Q), \quad (7.28)$$

где p_y — максимальное действительное устьевое давление, а также давление на стояке в соответствии с показаниями манометра на устье, МПа; $p_ц$ — потери давления в циркуляционной системе, МПа; Q — расход жидкости, л/с.

Зависимость перепада давления в циркуляционной системе от Q следующая:

$$p_ц = KQ^n, \quad (7.29)$$

где K — константа; n — показатель степени турбулентности в системе циркуляции.

Из уравнений (7.28) и (7.29) получаем

$$\text{ВННР} = 2,536 \cdot 10^{-6} (p_y Q - K Q^{n+1}). \quad (7.30)$$

Дифференцируя уравнение (7.30) по Q , находим для критических условий

$$d(\text{ВННР})/dQ = 0, \quad (7.31)$$

откуда

$$p_y = (n+1) K Q^n \quad (7.32)$$

или, учитывая соотношение (7.29), имеем

$$p_y = (n+1) p_{\text{ц}}. \quad (7.33)$$

Кроме того,

$$p_{\text{ц}} = p_y - p_{\text{д}}. \quad (7.34)$$

Подставляя уравнение (7.34) в уравнение (7.33), получим

$$p_{\text{д}} = \left(\frac{n}{n+1} \right) p_y. \quad (7.35)$$

В литературе предложено несколько значений n , причем все они находятся в пределах 1,8—1,86. Если принять $n=1,86$, то по уравнению (7.35) перепад давления на долоте $p_{\text{д}}=0,65 p_y$. Таким образом, для оптимизации гидравлики перепад давления на долоте должен составлять 65 % общего допустимого давления нагнетания на устье.

Фактическое значение n можно определить в промысловых условиях при работе бурового насоса на нескольких скоростях, снимая показания результирующих давлений. Затем вычерчивают зависимость $p_{\text{ц}}=p_y-p_{\text{д}}$ от Q . Наклон кривой принимается за показатель n .

МАКСИМАЛЬНАЯ УДАРНАЯ СИЛА

При ограниченном давлении на устье Л. Робинсон [2] доказал, что для максимальной ударной силы перепад давления в долоте $p_{\text{д}}$ определяется по уравнению

$$p_{\text{д1}} = \left(\frac{n}{n+2} \right) p_y. \quad (7.36)$$

Читатель сам может вывести уравнение (7.36) (см. задачу 1 в конце этой главы).

Ударная сила долота (Н) может быть представлена как функция Q и $p_{\text{д}}$ следующим уравнением:

$$\text{IF} = 4,236 \cdot 10^{-6} Q \sqrt{10 \rho_m p_{\text{д}}}, \quad (7.37)$$

где ρ_m — плотность бурового раствора, г/см³; Q — расход жидкости, л/с, p_d — перепад давления на долоте, МПа.

СОПОСТАВЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ДОЛОТА И УДАРНОЙ СИЛЫ

Коэффициент R определяет отношение перепадов давлений по критериям гидравлической мощности долота и ударной силы:

$$R = \frac{n}{n+1} p_y / \left(\frac{n}{n+2} p_y \right), \text{ или} \quad (7.38)$$

$$R = (n+2)/(n+1). \quad (7.39)$$

Уравнение (7.39) показывает, что перепад давления на долоте, определяемый его максимальной гидравлической мощностью, всегда больше, чем при условии получения максимальной ударной силы. Для ламинарного потока $n=1$, и в том случае R приобретает максимальное значение 1,5. Фактические промысловые значения $n > 1$. Результаты, приведенные ниже, которые вычислены с учетом значений n в пределах от 1 до 2, показывают, что величина R уменьшается параболически с увеличением n , но никогда не достигает единицы, т. е. p_d всегда больше p_{d1} .

Значения:

n	1,0	1,2	1,5	1,8	2,0
$R = (n+2)/(n+1)$	1,50	1,45	1,40	1,36	1,33

ВЫБОР НАСАДОК

При использовании максимальной гидравлической мощности долота всегда берутся меньшие диаметры насадок, поскольку это дает бóльшие значения p_d по сравнению со значениями, получаемыми при использовании метода максимальной ударной силы.

Для определения общего проходного сечения (мм²) и диаметров насадок (мм) можно использовать следующие уравнения:

$$A_o = 0,1879Q \sqrt{\rho_m / 10 p_d}, \quad (7.40)$$

$$d_n = 32 \sqrt{\frac{4A_o}{3\pi}}, \quad (7.41)$$

где ρ_m — плотность бурового раствора, г/см³; p_d — перепад давления на долоте, МПа.

ОПТИМАЛЬНЫЙ РАСХОД ЖИДКОСТИ

Оптимальный расход жидкости достигается при использовании оптимальных значений $p_{ц}$, n и максимального устьевоего давления p_y . Например, применяя критерий максимальной гидравлической мощности долота, определим

$$p_{ц} = p_y - p_d = p_y - \frac{n}{n+1} p_y, \quad (7.42)$$

или

$$p_{ц} = \frac{1}{n+1} p_y. \quad (7.43)$$

Величина n соответствует тангенсу угла наклона кривой графика $p_{ц} = f(Q)$. Оптимальное значение расхода жидкости получаем на пересечении величины $p_{ц}$ (в соответствии с уравнением 7.43) и зависимости $p_{ц} - Q$ (см. пример 7.2).

ПРОМЫСЛОВЫЙ МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРАВЛИКИ ДОЛОТА

Показатель n можно определить только в промысловых условиях, его величина определяется в большей степени условиями на забое. Для определения n Л. Робинсоном был предложен следующий метод.

1. Перед подъемом долота из скважины для замены включить насос, поработать на четырех или пяти скоростях и зарегистрировать результирующие давления на стояке.

2. По использующимся в данный момент времени диаметрам насадок и плотности бурового раствора определить потери давления в долоте для каждого значения расхода жидкости по уравнению (7.40) или по линейке для расчетов гидравлических характеристик.

3. Вычесть значение p_d из величины давления на стояке для получения $p_{ц}$.

4. Построить зависимость $p_{ц} = f(Q)$ в логарифмических координатах и определить наклон кривой, которая представляет показатель n в уравнениях (7.38), (7.39) и (7.40).

5. По уравнению (7.38) или (7.39) определить значение p_d для следующего спущенного в скважину долота, при котором достигается максимальная гидравлическая мощность долота. Затем, используя указанную величину p_d , установить диаметры насадок.

Для определенной буровой установки и месторождения показатель n не будет изменяться в широких пределах, если применяют одинаковые показатели бурения.

С целью стандартизации рекомендуется проводить указанные испытания на трех глубинах для каждого нового спущен-

ного в скважину долота. Среднее значение n для каждого долота можно использовать для проектирования оптимальной гидравлической программы.

Пример 7.2. До замены долота в скважине диаметром 311 мм давления на стояке регистрировались при различных расходах жидкости, причем прежнее долото находилось на забое на глубине 1990 м, а следующее долото должно было пробурить скважину на глубину 2438 м. Диаметры трех насадок находящегося на забое долота — по 13 мм, плотность бурового раствора 1040 кг/м³, расход жидкости 38 л/с, максимально допустимое устьевое давление $p_y = 17,3$ МПа.

Определить оптимальные гидравлические параметры для следующего долота, используя критерии максимальной гидравлической мощности долота и ударной силы.

Зависимость давления на стояке от расхода жидкости приведена ниже.

Расход жидкости, л/с	19	25	32	38	41
Давление на стояке, МПа	3,5	6,0	8,4	12,0	13,4

Решение. 1. Используем критерий максимальной гидравлической мощности долота. Из уравнения (7.40) находим перепад давления в долоте для трех насадок диаметром 16 мм

$$p_d = 3,531 \cdot 10^{-2} \frac{Q^2}{A_o^2} \rho_m,$$

где A_o — общая площадь трех насадок, $A_o = 3(\pi/4)13^2 = 380$ мм².

Следовательно,

$$p_d = 2,543 \cdot 10^{-7} Q^2. \quad (7.44)$$

Уравнение (7.44) можно использовать для расчета перепада давления в долоте для данных расходов жидкости. Для расчета p_d можно использовать линейку для расчетов гидравлических характеристик. Если величина p_d определена, то тогда значение p_d будет представлять собой разность давлений на стояке и p_d . Ниже представлены результаты расчетов

Расход, л/с	19	25	32	38	41
Давление на стояке, МПа	3,5	6,0	8,4	12,0	13,4
Потери давления, МПа:					
в долоте	1,5	2,6	4,0	5,8	6,9
в циркуляционной системе	2,1	3,4	4,4	6,1	6,5

На рис. 7.3 приведена зависимость $p_d = f(Q)$. Наклон кривой можно определить непосредственно с помощью транспортира или для большей точности методом экстраполяции с помощью кусочно-линейной аппроксимации. Обычно различие незначительно, если через экспериментальные точки провести прямую линию. На рис. 7.3 дано значение $n = 12,2/8,3 = 1,47$. Для удобства представлены уравнения, необходимые для расчетов различных гидравлических параметров:

$$p_d = \frac{n}{n+1} p_y, \quad A_o = 0,1879 Q \sqrt{10 p_d / \rho_m},$$

$$d_n = 1,26 \sqrt{4 A_o / 3 \pi},$$

$$IF = 4,236 \cdot 10^{-6} Q \sqrt{\rho_m p_d},$$

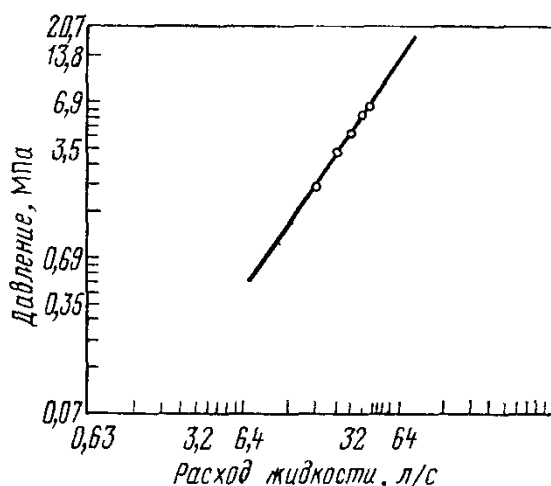


Рис. 7.3. К расчету примера 7.2 ($p_y = 17,6$ МПа, $n = 1,47$)

11,35 мм или две — по 11,11 мм и одну — 11,91 мм, ударную силу 5,76 кН.

3. Используем критерий максимальной ударной силы. Из рис. 7.3 имеем $n = 1,47$. При этом

$$p_{д1} = \frac{n}{n+2} p_y = \frac{1,47}{1,47+2} 17,3 = 7,3 \text{ МПа.}$$

Оптимальное давление циркуляции $p_{ц} = 17,3 - 7,3 = 10$ МПа.

При $p_{ц} = 10,1$ МПа оптимальный расход жидкости составляет 53 л/с (см. рис. 7.3).

Таким образом,

$$A_o = 0,1879Q \sqrt{\rho_m / 10 p_{д1}} = 471 \text{ мм}^2.$$

Диаметр насадок $d_n = 14,13$ мм или две — по 14,28 мм и одна — 13,49 мм. Ударная сила

$$IF = 4,236 \cdot 10^{-6} Q \sqrt{\rho_m / p_{д1}} = 6,183 \text{ кН.}$$

Результаты примера 7.2 показывают, что применение критерия гидравлической мощности долота обеспечивает улучшение гидравлических характеристик за счет уменьшения диаметров насадок и повышения скорости истечения струи из насадок долота, а использование критерия максимума ударной силы — большую ударную силу по сравнению с критерием гидравлической мощности долота.

ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОГРАММЫ ГИДРАВЛИКИ ДОЛОТА

Этот метод заключается в следующем:

- 1) определяют перепад давления в долоте p_d ;
- 2) находят гидравлическую мощность долота (кВт/с)

$$ВННР = p_d / 22,55$$

где A_o — общая площадь сечения насадок, мм²; ρ_m — плотность бурового раствора, г/см³; d_n — диаметр насадки, мм; IF — ударная сила, кН

Для расхода жидкости, составляющего 38 л/с, применяя приведенные выше уравнения получаем: $p_d = 10,4$ МПа, $A_o = 284$ мм², три насадки диаметром 10,95 мм или одну — диаметром 10,32 мм и две — диаметром 11,11 мм, $IF = 5,245$ кН, оптимальное давление циркуляции $p_{ц} = 17,3 - 10,4 = 6,9$ МПа.

2. Значение оптимального расхода жидкости получаем на пересечении линии $p_{ц} = 6,9$ МПа и графика $p_{ц} = f(Q)$. На рис. 7.3 представлен оптимальный расход, равный 42 л/с.

Из уравнений (7.11), (7.12) и (7.9) имеем диаметры насадок

3) определяют

$$K = 4VHNP/\pi D_d^2,$$

где D_d — диаметр долота;

4) для достижения максимальной очистки забоя величина K должна быть в пределах 3,74—6,94 Вт/мм².

ЗАДАЧИ

1. Применяя критерий максимальной ударной силы, доказать, что для случая ограниченного устьевого давления перепад давления в долоте

$$p_d = \frac{n}{n+2} p_{ст},$$

где n — наклон кривой графика зависимости давления циркуляции от скорости циркуляции; $p_{ст}$ — давление на стояке.

Рекомендуется:

а) выразить ударную силу F через v , Q и ρ_m :

$$F = \rho_m Q v,$$

б) учесть, что потери давления в долоте

$$p_d = K \rho_m Q^2 / A_o^2,$$

где K — постоянная величина;

в) из этих уравнений получить соотношение

$$F = K_1 Q p_d^{0,5},$$

где K_1 — постоянная величина;

г) используя формулы $p_y = p_d + p_c = K_1 Q p_d^{0,5}$ и дифференцируя F относительно Q , составить соотношение

$$p_d = \frac{n}{n+2} p_y.$$

2. Используя пластическую модель Бингхэма, определить: а) давление циркуляции p_d ; б) диаметры насадок; в) давление на забое; г) эквивалентную плотность циркуляции.

Имеем следующие исходные данные: скважина — диаметр 215,9 мм, глубина 2896 м; бурильная колонна — наружный и внутренний диаметры 127 и 108,6 мм, длина 2743 м; УБТ — наружный и внутренний диаметры 203,2 и 76,2 мм, длина 152,4 м; плотность бурового раствора 1560 кг/м³; предельное напряжение сдвига 14,37 Па; вязкость $20 \cdot 10^{-3}$ Па·с; скорость циркуляции 22,1 л/с; максимальное рабочее давление буровых насосов 17,2 МПа; тип наземного оборудования — 4.

Ответ а) 2469 Па; б) три насадки по 11 мм; в) 6480; г) 1570 кг/м³.

3. Решить приведенный выше пример, используя модель степенного закона.

4. Предположить, что давление циркуляции p_d соотносится с расходом жидкости в соответствии с уравнением $p_d \propto Q$, как 1,86. Определить оптимальное давление циркуляции, скорость циркуляции, перепад давления в долоте и диаметры насадок, используя данные примера 7.2 и критерии гидравлической мощности долота и ударной силы.

5 Перед заменой долота в скважине диаметром 311 мм зарегистрированы следующие давления на стояке при различных расходах жидкости.

Расход жидкости, л/с		15,9	21,2	26,5	31,8	40,0
Давление на стояке, МПа		2,69	4,27	6,34	8,55	12,69

Используемые насадки — три диаметром по 16 мм, глубина скважины в данный момент 2403 м, глубина следующего участка скважины 2530 м, плотность бурового раствора 995 кг/м³, расход жидкости не должен превышать 38 л/с для ограничения размыва ствола скважины.

Ответ: наклон 1,68; насадки одна — диаметром 13 мм и две — по 14 мм; 42 л/с.

Список литературы

1. *Brouse M.* Practical hydraulics: A key to efficient drilling.— World Oil, 1982, Oct.
2. *Robinson L.* Optimising bit hydraulics increases penetration rate.— World Oil, 1982, July.

ГЛАВА 8

БУРЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

БУРЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН

ПРИЧИНЫ ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

В роторном бурении основными элементами бурильной колонны являются долото, стабилизаторы, УБТ и бурильная колонна до устья скважины.

Разрушение породы осуществляется под действием осевой нагрузки на зубцы долота за счет веса труб и вращения ротора. Действующая нагрузка на долото превышает предел прочности на сжатие и разрушает поверхность породы, а вращение обеспечивает срезающее и разрывающее действие. В результате действия этих двух факторов образуются частицы породы различных размеров, которые вымываются на поверхность потоком бурового раствора или воздуха. После этого зубцы долота внед-

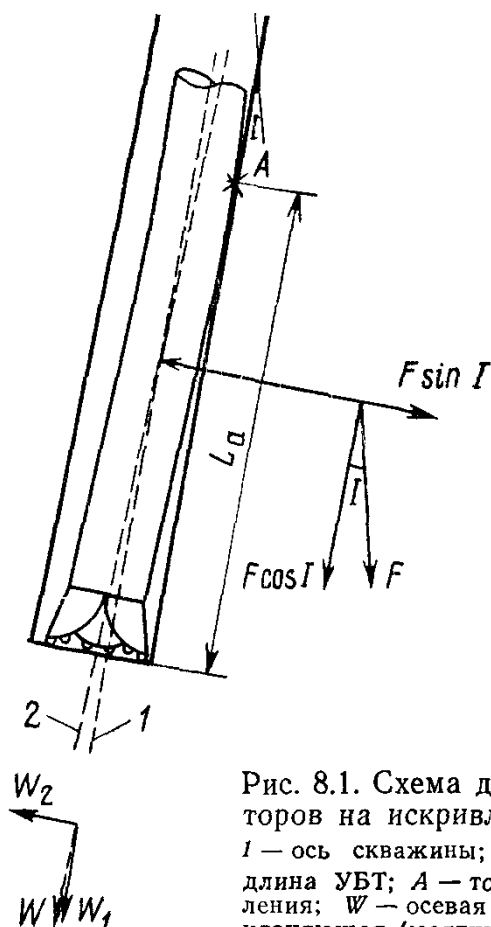


Рис. 8.1. Схема действия механических факторов на искривление ствола скважины:
 I — ось скважины; 2 — ось УБТ; L_a — активная длина УБТ; А — точка касания; I — угол искривления; W — осевая нагрузка на долото; F — отклоняющая (маятниковая) сила

ряются в новую поверхность породы, позволяя таким образом углублять скважину.

Направление оси скважины зависит от состава нижней части бурильной колонны и характеристики пласта. На рис. 8.1 показано, как под действием приложенных усилий бурильная колонна изгибается и в некоторой точке (точка касания) контактирует со стенками скважины.

Направление скважины обусловлено силами W , F . Силы W и F могут быть количественно определены в любом месте ствола скважины. Сила реакции забоя значительно изменяется в пределах одного типа пород, что затрудняет ее количественное определение и прогнозирование. Сила реакции забоя зависит от типа долота и осевой нагрузки.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Технологические факторы, способствующие отклонению скважины от вертикали, включают осевую нагрузку W и отклоняющую силу F (см. рис. 8.1). Осевая сила представляет общую нагрузку на долото и по характеру является сжимающим усилием. Бурильная колонна изгибается под действием нагрузки W и в результате ось УБТ отклоняется от оси скважины.

Силу W , действующую на долото, можно разложить на две составляющие: W_1 , направленную вдоль оси скважины, и W_2 , перпендикулярную к оси скважины. Составляющая W_2 обуславливает отклонение скважины от вертикали и ее значение возрастает с увеличением зазора между УБТ и скважиной и нагрузки на долото. Сила W_2 вызывает отклонение скважины влево (см. рис. 8.1).

Маятниковый эффект возникает от действия силы тяжести и наклона ствола скважины; его величина зависит от активной длины УБТ между долотом и первой точкой их касания (см. также раздел «Компоновка низа бурильной колонны»). Усилие F можно разложить на две силы: $F\cos I$ — вдоль осевой линии скважины; $F\sin I$ — перпендикулярную к оси скважины (более точно эти усилия раскладываются вдоль и перпендикулярно к оси УБТ, однако это допущение дает небольшие погрешности). Из рис. 8.1 видно, что под действием силы $F\sin I$ происходит отклонение вправо.

Величина и направление результирующего отклонения скважины вследствие действия технологических факторов зависит от разницы между W_2 и $F\sin I$.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Основным фактором, обуславливающим естественное отклонение скважины от вертикали, является характеристика пласта. Все углеводородные залежи (нефтяные и газовые) существуют

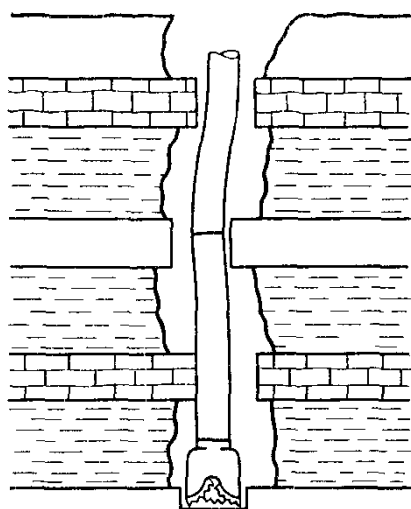


Рис. 82 Влияние твердости пород на искривление скважины

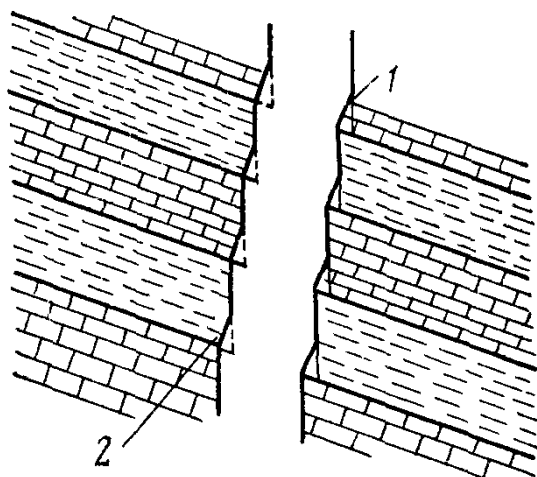


Рис. 83. Влияние углов падения пластов на отклонение ствола скважины [1]:

1 — легкоразбурывающиеся участки, не имеющие опоры; 2 — небольшой уступ-отклонитель, образуемый неразрушенным клином

в пластах, сложенных осадочными породами в виде слоев или пропластков. Осадочные породы могут состоять из чередующихся мягких и твердых слоев. Мягкие прослойки легко разбуривают и вымывают промывочными жидкостями, образуя ось скважины с увеличенным диаметром (рис. 8.2). УБТ будут отклонять долото от вертикали в пределах этого интервала, пока при бурении не будет достигнут твердый слой. Непрерывное разбуривание мягких и твердых пластов породы и отклонение долота в пределах размытого диаметра в итоге приведет к отклонению ствола скважины (см. рис. 8.2). Таким образом, происходит нежелательное искривление и резкие изменения направления оси ствола скважины.

Слоистость осадочных пород — фактор, способствующий естественному искривлению скважины.

В однородных с горизонтальной слоистостью пластах долото разрушает породу равномерно, и, следовательно, скважина будет вертикальной.

В наклонно залегающих пластах долото разрушает породу неравномерно, что приводит к смещению долота в боковом направлении и, следовательно, к искривлению скважины. Из практики известно, что направление долота зависит от угла падения пласта. Если угол падения пласта меньше 45° , то скважину, как правило, бурят вверх по восстанию пласта (рис. 8.3). Если угол падения больше 45° , то скважину, обычно бурят вниз по падению пласта. Опыт показывает, что угол отклонения оси скважины меньше угла падения пластов.

Кроме наклона пластов, другими важными геологическими факторами, способствующими искривлению скважин, являются сбросообразование, наличие трещин и разрывов и степень буримости.

Эти факторы в совокупности определяют влияние геологических условий на отклонение скважин от вертикали.

Степени искривления оси скважины подразделяют на незначительную, среднюю и высокую. При незначительном искривлении происходит небольшое отклонение скважины от вертикали или наблюдается полное его отсутствие (бурение в твердых и изотропных породах). Средняя и высокая степени искривления скважины связаны соответственно с бурением в мягких и средней твердости породах. В таких породах особенно значительно влияние угла падения пластов, образования трещин и изменения прочности пород.

Приведенная классификация пород по степени их влияния на отклонение скважин может быть использована для выбора оптимальной компоновки нижней части бурильной колонны с целью сохранения или изменения отклоненного ствола скважины.

КОМПОНОВКА НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Существуют три типа КНБК: гладкая, маятниковая и сложные (с несколькими центраторами).

Гладкая компоновка

Гладкая компоновка — это КНБК без стабилизаторов. КНБК состоит из долота, УБТ и бурильной колонны. Этот тип КНБК можно использовать для бурения пластов с незначительной тенденцией к искривлению скважины. Гладкие компоновки используют очень редко, за исключением случаев бурения наклонно-направленных скважин до точки, в которой ствол искусственно отклоняют.

Маятниковая компоновка

Компоновки этого типа используют для уменьшения искривления ствола, как показано на примере бурения S-образной наклонной скважины именно той части, где производится выполаживание. Маятниковые компоновки используют для разбуривания мягких, несцементированных пород под кондуктор.

Принцип маятниковой компоновки заключается в использовании силы тяжести для возвращения ствола скважины к вертикали. Сила тяжести F (см. рис. 8.1) определяется длиной УБТ между долотом и точкой касания (активная длина УБТ). Уве-

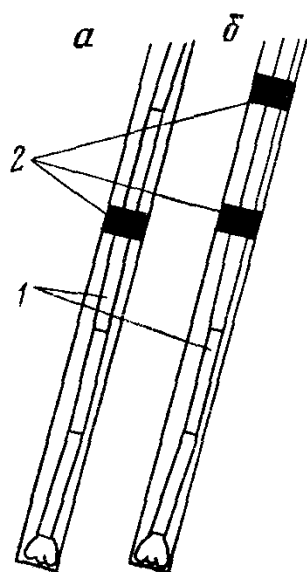


ТАБЛИЦА 8.1

Диаметр долота (или скважины), мм	Обсадная колонна		Минимальный наружный диаметр УБТ, мм
	Наружный диаметр, мм	Диаметр муфты, мм	
215,9	177,8	194,5	166,7
311,1	244,5	269,9	228,6
444,5	339,7	365,1	285,7
609,6	473,0	501,6	393,7

Рис. 8.4. Маятниковые компоновки с одним (а) и двумя (б) стабилизаторами:
1 — УБТ; 2 — стабилизатор

лишение активной длины означает, что вертикальная сила увеличивается и скважина возвращается к вертикали. Усилие, отклоняющее скважину к вертикали, представляет собой составляющую вертикального усилия F , т. е. $F \sin I$, которая действует перпендикулярно к оси ствола скважины. Усилие $F \cos I$, действующее вдоль оси ствола, способствует сохранению направления оси скважины. Возрастание величины F приводит к тому, что темп увеличения составляющей $F \sin I$ становится больше, чем $F \cos I$.

Маятниковая компоновка включает долото, несколько УБТ для обеспечения эффекта отвеса, один (или более) стабилизатор, УБТ, толстостенную бурильную трубу и бурильную колонну до устья. Можно достигнуть максимального эффекта отвеса, если установить первый стабилизатор как можно выше долота, чтобы УБТ на участке активной длины не контактировали со стенками скважины. Однако если расстояние от долота до первого стабилизатора взято слишком большим, то существует опасность того, что УБТ активной длины на участке будут контактировать с нижней стенкой скважины, уменьшая эффект отвеса. Г. Е. Уилсон показал, что второй стабилизатор необходимо установить на расстоянии 9 м от первого с целью уменьшения действия горизонтального бокового усилия. На рис. 8.4 показана маятниковая компоновка [2].

Основной недостаток маятниковой компоновки — получение ствола диаметром меньше, чем диаметр долота, что затрудняет спуск обсадной колонны. При использовании маятниковой компоновки наружный диаметр УБТ выбирают таким образом:

Минимальный наружный диаметр УБТ = $2 \times$ Наружный диаметр соединений обсадной колонны — Наружный диаметр долота.

В табл. 8.1 представлены минимальные значения наружного диаметра УБТ при бурении скважин с применением маятниковой компоновки.

Сложная компоновка

Принцип работы такой компоновки учитывает то условие, что две точки могут контактировать со стенкой скважины, образуя ломаную кривую, тогда как три точки образуют прямую линию (рис. 8.5). Стабилизация направления ствола достигается за счет установки трех или более центраторов в нижней части бурильной колонны, причем один располагают непосредственно над долотом.

Выбор определенной компоновки обусловлен вероятной степенью искривления ствола скважины. Различают три типа компоновок.

1 *Компоновка для скважин с незначительной искривленностью* (рис. 8.6, а). В зоне I обеспечивается центрирование оси КНБК непосредственно над долотом, в зоне II — над короткой УБТ с большим наружным диаметром и в зоне III — над стандартной УБТ.

Если в КНБК применяют амортизатор вибраций, то его устанавливают в зоне II — для обеспечения максимальной эффективности [2]. Демпфер используют для поглощения колебаний,

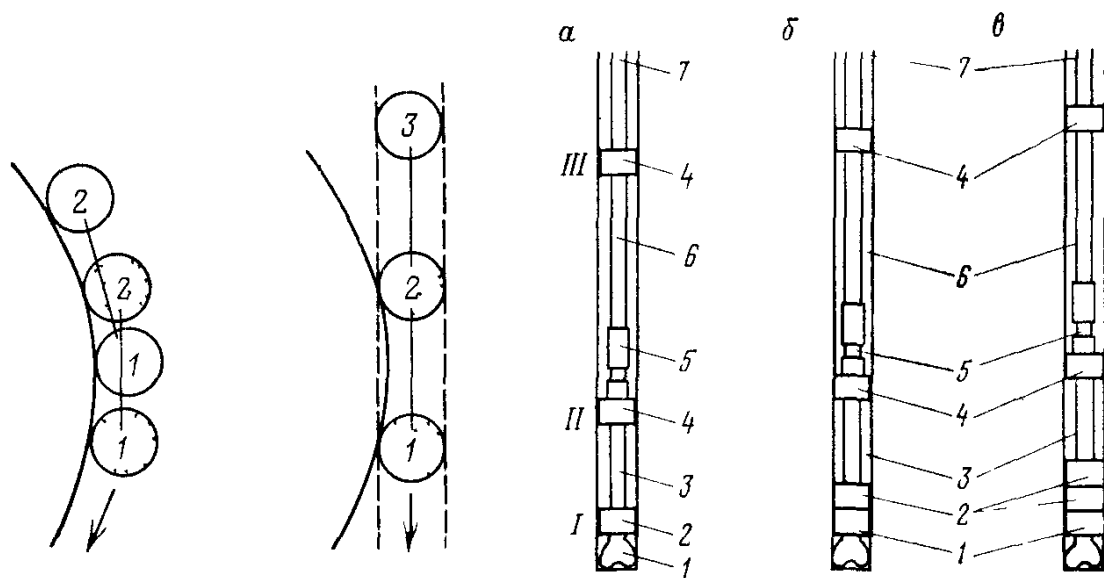


Рис 8.5 Схема многоточечной стабилизации ствола скважины [1]

а, б — криволинейный и прямолинейный стволы соответственно

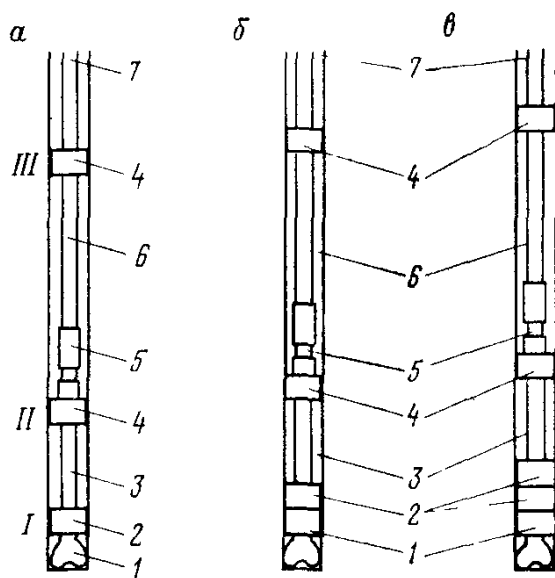


Рис 8.6 Компоновки с многоточечной стабилизацией для скважин с незначительной (а), средней (б) и интенсивной (в) искривленностью [2]

1 — долото; 2 — стабилизатор или расширитель, 3 — короткая УБТ, 4 — стабилизатор; 5 — амортизатор (демпфер) вибраций (необязательный элемент), 6 — УБТ длиной 9 м, 7 — остальная часть колонны

возникающих при работе долота на забое, а также для предотвращения передачи колебаний на поверхность

2. *Компоновка для скважин со средней искривленностью* (рис. 8.6, б). В этом типе компоновок второй стабилизатор устанавливают в зоне I, чтобы обеспечить стабилизацию долота. Зоны II и III подобны по оснащению зонам, описываемым для компоновки 1-го типа.

3. *Компоновка для скважины с высокой степенью искривления* (рис. 8.6, в). Для этих типов компоновок три стабилизатора включены в зону I. Зоны II и III подобны по оснащению зонам для компоновки 1-го типа.

СТАБИЛИЗАТОРЫ И РАСШИРИТЕЛИ

Выбор стабилизаторов определяется типом разбуриваемых отложений. В мягких породах применяют стабилизатор с большой контактной площадью для эффективной стабилизации долота. Для твердых пород выбирают стабилизаторы, имеющие небольшую площадь контакта со стенкой скважины [2].

Расширители снабжены вращающимися коническими насадками из карбида вольфрама для расширения оставляемых долотом уступов, что способствует образованию скважины диаметром, близким к нормальному. Поэтому лучше всего размещать расширители непосредственно над долотом и использовать их для бурения в твердых породах.

Поскольку наружный диаметр стабилизаторов и расширителей близок к диаметру скважины, то кольцевое пространство между стенкой и стабилизатором (или расширителем) очень мало. Это приводит к существенному увеличению скорости восходящего потока вокруг стабилизаторов и расширителей и эрозии (или размыву) скважины в мягких породах

ИЗМЕРЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОСТИ СКВАЖИНЫ

Искривление вертикальных скважин можно установить с помощью маятниковой подвески, заключенной в специальный защитный цилиндр (рис. 8.7). Прибор измеряет отклонение в градусах, а запись производится на бумажном диске пробиванием его иглой, сбалансированной маятниковой подвеской. Бумажный диск разделен на concentрические окружности, причем каждая окружность представляет 1° отклонения. Устройство прибора таково, что игла пробивает диск дважды при повороте на 180°.



Рис 8.7 Индикатор искривления скважины [3]

Прибор оснащен счетчиком времени, который отмечает движение бумажного диска на нужной глубине.

Кривизну скважины измеряют каждые 152 м или перед заменой долота. Время, необходимое для спуска прибора на забой, устанавливают на счетчике времени, затем прибор бросают в трубы и он размещается на посадочном кольце над долотом. Диск, в который вставлена бумага, передвигается вверх до контакта с иглой маятниковой подвески и записывает угол искривления. Опускаясь, диск поворачивается на 180° и снова перемещается вверх, где он вторично пробивается иглой, в результате чего измеряется угол искривления. При вторичном пробивании иглой показания должны совпадать с данными, полученными при первоначальном пробивании; таким образом контролируется правильность показания прибора.

При бурении вертикальных скважин стараются пробурить ствол вертикально настолько это возможно. В процессе бурения направленных скважин ствол скважины намеренно отклоняют в нужном направлении, при этом целью является сохранение угла наклона и направления, чтобы достигнуть заданной зоны.

При бурении некоторых наклонных скважин угол отклонения сохраняют до определенной глубины, а затем уменьшают, чтобы достигнуть заданной зоны.

При бурении вертикальных скважин целью является сохранение наименьшего угла искривления, чтобы свести до минимума горизонтальное смещение забоя. Отклонения вертикальных скважин стараются избежать по следующим причинам: а) чтобы скважина не выходила за пределы арендованного участка или продуктивной зоны; б) чтобы не нарушать правила, установленные властями; в) чтобы избежать износа бурильной колонны и обсадных труб вследствие резких изменений угла наклона и направления ствола скважины. Резкое изменение направления ствола скважины способствует желобообразованию и прихватам труб (см. гл. 12) и, кроме того, приводит к некачественному цементированию, поскольку цементный раствор не может циркулировать между стенками скважин и обсадной колонной в местах резкого изменения направления ствола.

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Наклонной можно считать такую скважину, ствол которой намеренно отклоняют от вертикали с целью достижения определенных зоны или интервалов.

ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Существуют ситуации, в которых бурение скважин, отклоненных от вертикали, представляет собой практический способ достижения нужной продуктивной зоны. Ниже приводится обзор этих ситуаций (рис. 8.8).

1. *Разработка морских месторождений.* Разработка всего морского месторождения может быть осуществлена бурением требуемого числа скважин с одной платформы (на глубоководном участке) или с искусственного острова — на мелководье (рис. 8.8, а). Эти скважины необходимо отклонять от вертикали под разными углами, чтобы достигнуть границ месторождения.

2. *Бурение в плоскости сброса.* Скважины, пробуренные в плоскости сброса, являются неустойчивыми вследствие перемещения пластов и срезающего действия на обсадную колонну. Скважина, направление которой пересекает плоскость сброса или параллельно ей, не имеет таких осложнений (рис. 8.8, б).

3. *Бурение в недоступных районах.* Когда коллектор находится под горой или под плотно заселенным районом, наклонное бурение — единственный способ при разработке нефтяного месторождения (рис. 8.8, в).

4. *Зарезка нового ствола в скважине.* В некоторых случаях часть бурильной колонны остается в скважине, например, при прихвате труб. Если эти металлические предметы нельзя извлечь, то бурение можно продолжить, изменив направление оси ствола скважины от места над оставшимся металлом. Эта операция называется зарезкой нового ствола и предполагает отклонение скважины от ее первоначального направления (рис. 8.8, г).

5. *Бурение в соляные купола.* Когда нефтяной коллектор находится под соляным куполом, то, как показывает практический опыт, необходимо бурить направленную скважину (рис. 8.8, д). Обсадные колонны, спущенные в зону соляных куполов, подвергаются смятию в результате действия бокового давления, возникающего при оползании солей. Отклонение скважины необходимо проектировать так, чтобы избежать соляной купол, поэтому ствол отклоняют непосредственно над нефтеносной зоной.

6. *Разгрузочные скважины.* Наклонная скважина может быть пробурена для пересечения и тушения фонтанирующей скважины, чтобы закачать буровой раствор с высокой плотностью.

7. *Бурение разведочных скважин.* Наклонные разведочные скважины проводят на площадях, содержащих перспективные углеводородные структуры. Статистика разведочных работ показывает, что одна скважина из девяти — продуктивная. Если скважина, пробуренная первоначально, оказывается непродук-

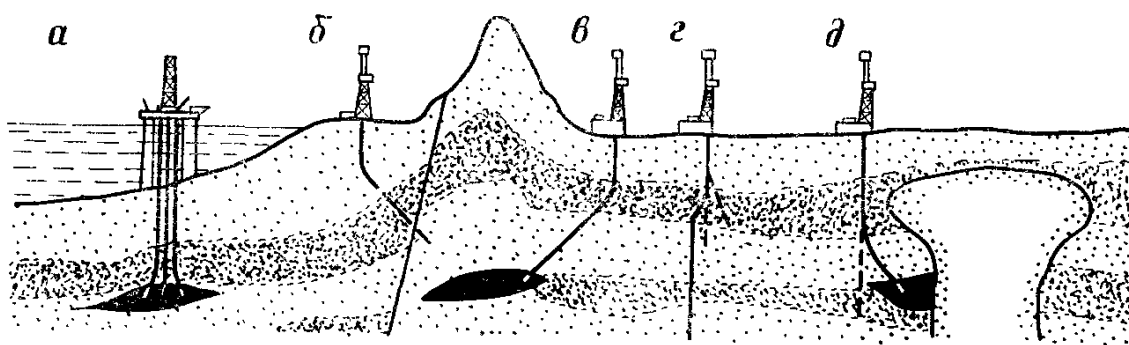


Рис. 8.8. Варианты бурения направленных скважин

тивной, то намного дешевле пробурить наклонную скважину из существующей. При этом методе достигается значительная экономия первоначальной стоимости бурения, затрат на установку кондуктора и промежуточной колонны. Этот метод аналогичен зарезке нового ствола в скважине.

ГЕОМЕТРИЯ НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЫ

Чтобы достигнуть намеченной глубины, наклонную скважину бурят с поверхности по кратчайшей траектории. Вследствие изменения литологических свойств траектория скважины редко проходит в одной плоскости: при бурении непрерывно изменяются угол наклона и направление ствола. Таким образом, наклонную скважину необходимо рассматривать в трех измерениях и в каждом положении определять угол наклона и направление ствола скважины.

На рис. 8.9, а представлена наклонная скважина в трех измерениях и показаны вертикальная и горизонтальная проекции ствола. Наклонная скважина характеризуется следующими параметрами (рис. 8.9, б, в).

1. Угол искривления — это угол между вертикалью и касательной к траектории скважины в любой точке.

2. Азимут искривления — это угол, измеренный в горизонтальной плоскости между направлением на север и точкой, лежащей на траектории скважины. Таким образом, точка с азимутом 50° означает, что направление искривления скважины в этой точке — 50° от севера.

Известно два северных направления: географический север находится на северном полюсе, магнитный север определяет северное направление магнитного поля Земли. На практике магнитный север находят по магнитному компасу. Два этих северных направления земли редко совпадают, поэтому для установления истинного географического севера используют поправку к значению магнитного севера, которая определяется как магнитное склонение.

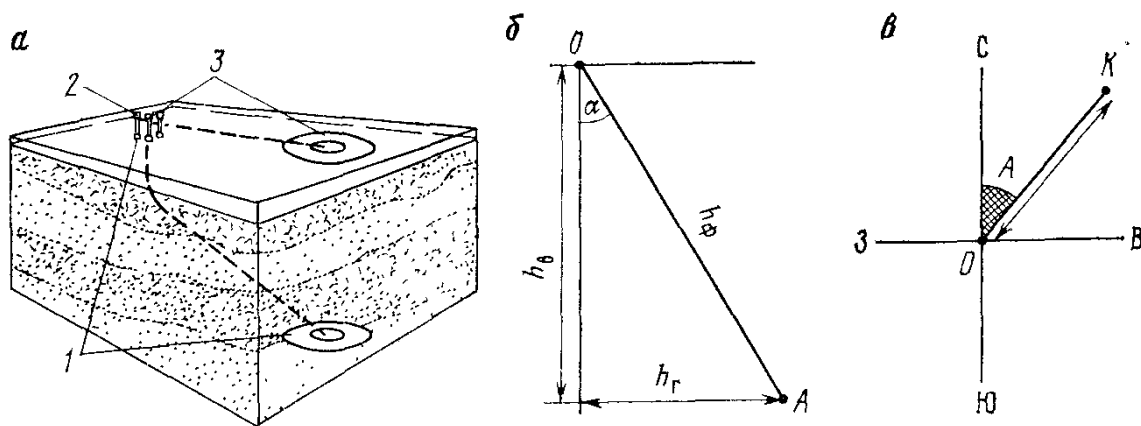


Рис. 8.9. Наклонная скважина:

a — пространственный вид; 1, 3 — вертикальная ($h_{\text{в}}$) и горизонтальная ($h_{\text{г}}$) проекции, 2 — положение устья скважины; б, в — вертикальный и горизонтальный профили; O — точка ствола, с которой отклоняют скважину; K — конечная точка бурения; α — угол наклона скважины; A — азимут; $h_{\text{ф}}$ — фактическая глубина скважины

3. Вертикальная глубина — это истинная глубина скважины по вертикали от поверхности до намеченной зоны.

4. Горизонтальное смещение — это расстояние по горизонтали до намеченной зоны от контрольной точки подвышечного основания.

Горизонтальное смещение и азимут намеченной зоны в любой точке траектории ствола скважины можно использовать для определения координат смещения на север и восток.

5. Резкое искривление ствола скважины определяется как изменение угла между двумя точками на траектории скважины и является результатом изменения наклона, направления или того и другого. Резкое искривление ствола скважины на протяжении какого-то интервала (например, 30 м) называется интенсивностью искривления ствола скважины.

6. Глубина отклонения — глубина в вертикальном стволе скважины, на которой начинается отклонение от вертикали.

ТИПЫ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Существуют три типа направленных скважин (рис. 8.10).

Тип I. Наклонная скважина этого типа отклоняется на малой глубине и угол искривления поддерживается до тех пор, пока не начнется разбуривание намеченной зоны (рис. 8.10, а). Скважины I типа используют [3] для бурения на умеренные глубины, для эксплуатации одного продуктивного горизонта, при отсутствии необходимости спуска промежуточной колонны, при бурении на большую глубину, при значительном горизонтальном смещении.

Тип II. Так называют скважины S-образной формы (рис. 8.10, б). Скважину отклоняют на малой глубине до тех пор,

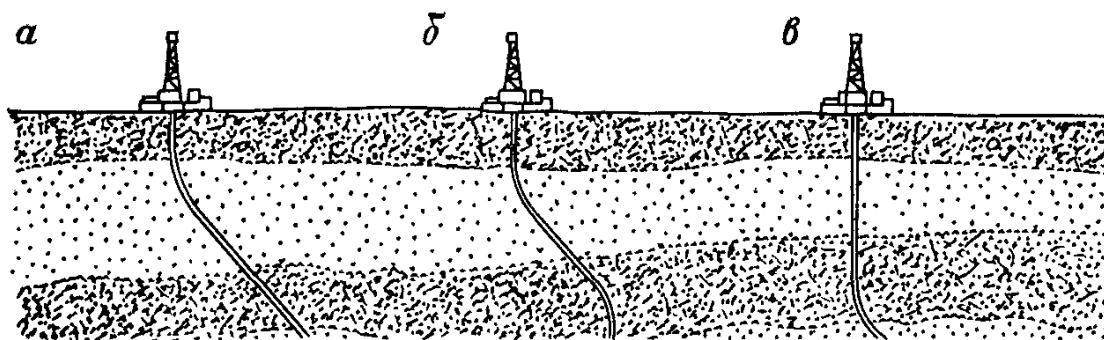


Рис. 8.10. Типы наклонных скважин [3]

пока не будет достигнуто максимально необходимое отклонение. Затем направление оси скважины поддерживается постоянным, а затем отклонение снижается и скважина приводится к вертикали. Этот тип скважин используют при одновременной совместной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов и бурении разгрузочных скважин. Такие скважины требуют тщательного контроля при бурении.

Тип III. Этот тип подобен типу I за исключением того, что скважину отклоняют на большей глубине, чтобы избежать, например, соляной купол. Скважины такого типа используют при зарезке нового ствола и в разведочном бурении (рис. 8.10, в).

КОМПОНОВКИ НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

В зависимости от интервала, в котором бурят наклонно направленную скважину, необходимы специальные компоновки для поддержания и уменьшения угла отклонения. Из опыта определены следующие типы КНБК для бурения различных участков наклонной скважины:

1) для участка набора угла — долото, наддолотный стабилизатор, две или три немагнитных УБТ, стабилизатор, УБТ, стабилизатор, необходимое количество УБТ, толстостенная бурильная труба, бурильная колонна;

2) для участка поддержания угла наклона ствола скважины — долото, наддолотный переводник, немагнитная УБТ, стабилизатор, три УБТ, стабилизатор, необходимое количество УБТ, толстостенная бурильная труба, бурильная колонна;

3) для участка уменьшения угла отклонения — долото, немагнитная УБТ, стабилизатор, необходимое количество УБТ, толстостенная бурильная труба, бурильная колонна.

Сложная или жесткая компоновка (второй тип), при которой угол ствола скважины поддерживается с помощью комбинации стабилизаторов.

Маятниковая компоновка (третий тип), в которой активная длина УБТ используется для приведения отклоненной скважины к вертикали.

ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Вертикальные и наклонные скважины подвергаются глубинным измерениям из следующих соображений:

для контроля углубления скважины (фактические данные кривизны скважины используют для графического построения направления скважины и последующего сопоставления с планируемым направлением; отклонение ствола можно скорректировать и привести скважину к нужному направлению);

для предотвращения пересечения данной скважины с соседними, что может произойти при бурении с морского основания;

с целью определения ориентирования, необходимого для размещения отклоняющих инструментов;

для установления точного местоположения забоя по вертикали, углу искривления, отклонению на север и восток, что может потребоваться в случае открытого фонтанирования, когда необходима разгрузочная скважина для глушения выброса;

для расчета интенсивности искривления ствола скважины.

Применяют несколько типов приборов для измерения кривизны ствола скважины: магнитные приборы одно- и многоточечного действия и гироскопы. Приборы для измерения кривизны ствола скважины могут быть сброшены с устья, т. е. бросового типа (за исключением гироскопа), или спущены на стальном кабеле для установки в немагнитной УБТ, обычно из сплава К-Монель.

Одноточечный магнитный инклинометр

Этот прибор одновременно регистрирует наклон скважины и направление магнитного севера в необсаженном стволе на определенной глубине (или на месте остановки прибора). Прибор состоит из блока индикации угла, отсека для камеры, счетчика времени и блока батарей. На рис. 8.11 представлены одноточечный и многоточечный магнитные инклинометры.

Блок индикации угла состоит из диаграммы магнитного компаса и маятникового устройства. Диаграмма магнитного компаса по оси шарнирно закреплена в одной точке и разделена на 360° , каждое деление составляет 5° . Диаграмма удерживается в горизонтальном положении соответствующим механизмом, чтобы исключить действие вертикальной составляющей магнитного поля земли. Магнитный север, зарегистрированный диаграммой, представляет собой азимут отклонения вследствие

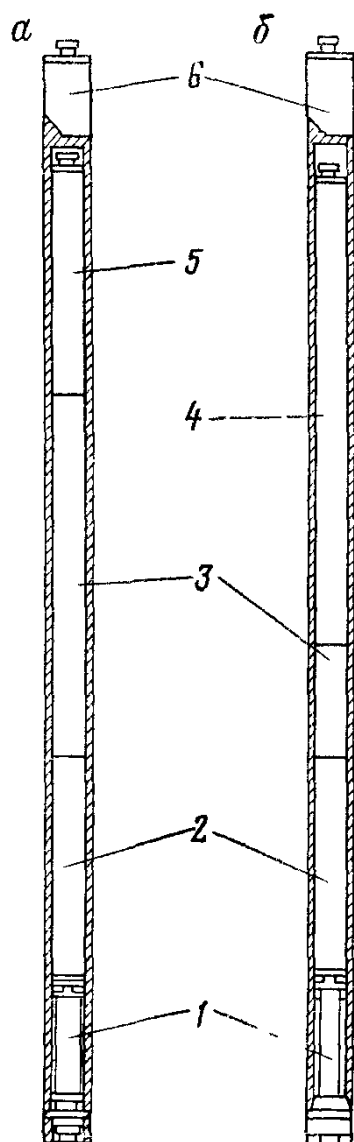


Рис 811 Многоточечный (а) и од-
ноточечный (б) магнитные инкли-
нометры [4].

1 — концевая заглушка, 2 — компас, 3 —
камера, 4 — блок батарей и счетчик вре-
мени, 5 — блок батарей, 6 — термостойкий
корпус

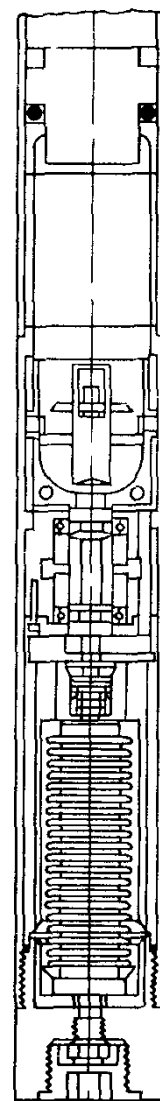
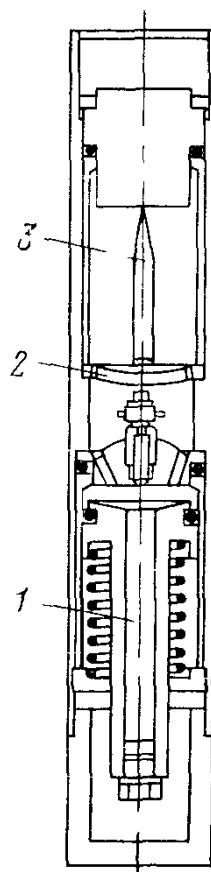


Рис 812 Узел маятника инклино-
метра: для измерения угла накло-
на скважины (а) и азимута (б)

1 — поршень, 2 — стеклянное кольцо, 3 —
маятник

действия горизонтальной составляющей магнитного поля Земли.

Устройство включает отвес и снабжено стеклянным визиром между отвесом и компасом. Стеклянная пластинка имеет ряд концентрических окружностей (цена деления между соседними окружностями 1°), показывающих угол искривления.

Блок индикации угла вмонтирован в один корпус и заполнен жидкостью для уменьшения амплитуды колебаний, что предохраняет внутренние детали от ударного воздействия.

На рис. 8.12 показана схема маятникового устройства. Камера расположена над блоком индикации угла и включает набор ламп, линзы и кассету с пленкой. Камера не имеет затвора, а выдержка определяется временем, в течение которого имеется освещение. Исполнительный механизм может быть механическим или электрическим и выполняет две функции. Первая — останавливает работу фотокамеры, пока односторонний магнитный прибор не достигнет немагнитного УБТ над долотом. Вторая — контролирует время, в течение которого лампы включены для соответствующей выдержки пленки. Блок батарей является источником питания для механизма и фотокамеры.

Магнитный односторонний прибор спускают на забой на стальном кабеле или бросают с устья, и он размещается на посадочном кольце, установленном над долотом. Когда прибор садится на кольцо, временной механизм приводит в действие фотокамеру, после чего осуществляется фотографическая запись позиций отвеса и диаграммы магнитного компаса. Фотографируется такое расположение компасной диаграммы, при котором она будет на одной линии с магнитным полем севера. Затем прибор извлекают из скважины, а пленку проявляют и помещают в диаграммный самописец. Наклон скважины находят по количеству концентрических колец (или концентрических окружностей), расходящихся от центра (рис. 8.13). Каждая концентрическая окружность соответствует 1° . Направление скважины или азимут искривления определяется проведением линии из точки центра через пересечение нитей отвеса к краю диаграммы (см. рис. 8.13). При этом угол искривления скважины и направление соответственно равны $5,5$ и 35° (С35°З).

Магнитный компас регистрирует направление горизонтальной составляющей напряженности магнитного поля Земли в рассматриваемой скважине. Эта составляющая определяет направление магнитного севера. Установлено, что магнитный север Земли смещен от географического севера. Угол между магнитным и географическим севером называется магнитным склонением. Магнитный север может находиться к западу (рис. 8.14, а) или к востоку (рис. 8.14, б) от географического севера. Когда магнитный север находится к востоку от географического севера, то угол склонения следует прибавить к наблюдаемому направлению с учетом магнитного севера, чтобы получить истинное направление ствола. Направление с учетом истинного севера называется истинным направлением. Для получения истинного направления следует из наблюдаемого магнитного направления вычесть западное склонение.

Важно определить магнитное склонение разрабатываемого месторождения и прибавить или вычесть это значение из наблюдаемого магнитного направления с целью определения истинного направления скважины с учетом географического севера.

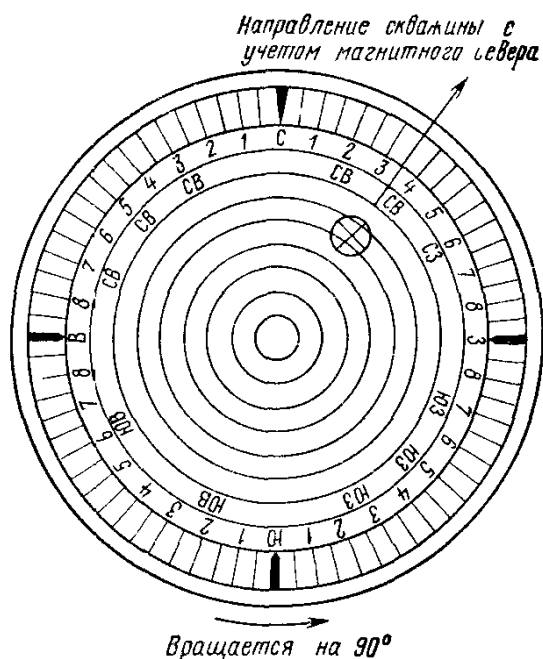
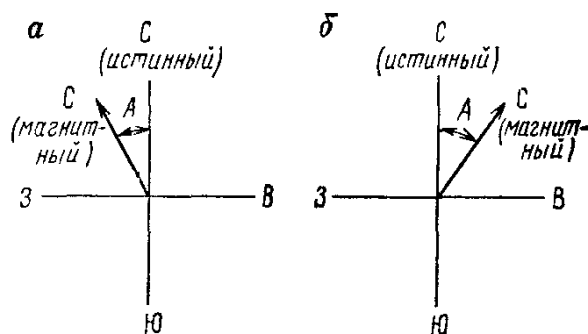


Рис. 8.13. Схема диаграммы инклинометра для одно- и многоточечного замера кривизны

Рис. 8.14. Определение угла отклонения



В последующем примере предоставлены расчеты, необходимые для преобразования магнитных направлений в истинные направления и азимуты.

Пример 8.1. Определить азимут с учетом истинного севера для следующих скважин.

Номер скважины	1	2	3
Наблюдаемое направление с учетом магнитного севера	С45° В	С45° В	Ю80° З
Склонение	3° З	3° В	5° З

Решение. Определим значение истинного севера: Истинный север = Магнитный север ± Склонение.

Кроме того, учтем что азимут — это угол, измеренный с учетом истинного севера. Тогда значения азимута для первой и второй скважин будут следующими.

Номер скважины	1	2
Направление с учетом истинного севера, градус	$45 + (-3) = 42$	$45 + (+3) = 48$
Азимут	С42° В	С48° В

Для скважины 3 (рис. 8.15) направление с учетом истинного севера составляет $Ю80°З + (-5°) = Ю75°З$, истинный азимут равен углу A или $180° + 75° = 255°$.

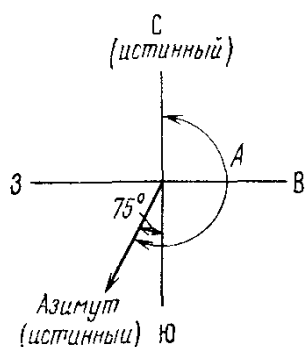


Рис. 8.15. К расчету примера 8.1

Качество показания зависит от местоположения земной поверхности, угла и азимута искривления скважины.

Показания магнитного однотоочечного прибора имеют тенденцию к искажению вследствие магнитного воздействия буровой колонны, которая возникает в результате индукции от магнитного поля Земли. По этой причине в буровую колонну обычно включают одну немагнитную УБТ (из сплава К-Монель), в которой устанавливают прибор для определения кривизны скважины. Это предохраняет магнитный компас от нежелательных искажений.

Многоточечный магнитный инклинометр

Этот инклинометр подобен однотоочечному прибору, за исключением использования магазина для пленки с целью регистрации угла наклона и магнитного севера через равные интервалы времени (15—20 с). Фотокамера представляет собой модифицированную кинокамеру.

Прибор можно спускать на остальном кабеле для установки в немагнитной УБТ или сбрасывать с устья. Угол наклона и азимут открытого интервала непрерывно регистрируют после подъема буровой колонны из скважины. Замер производят каждый раз, когда происходит развинчивание очередной свечи.

Магнитные приборы многоточечного типа можно использовать в скважинах, в которых отсутствует магнитное поле, возникающее под действием металлических труб и геологических формаций.

С помощью усовершенствованного варианта магнитных приборов многократного действия измеряют кривизну ствола. В таких приборах информация в цифровой форме закладывается в память глубинного устройства с последующим ее извлечением.

Гироскопический инклинометр

Север (или азимут), измеренный магнитным прибором в скважине, имеет искажение вследствие магнитных полей, вызываемых обсадными колоннами близлежащих скважин.

Для исключения этих погрешностей применяют гироскопы, которые способны измерять фактическое направление скважин независимо от магнитного поля Земли и факторов, влияющих на него. Гироскопы наиболее широко используют при ориентировании отклоняющих устройств, приводимых в действие буровым раствором, и КНБК на тех площадях, где магнитные приборы испытывают воздействие магнитных полей обсадных колонн и геологических формаций (например, при бурении с морских оснований).

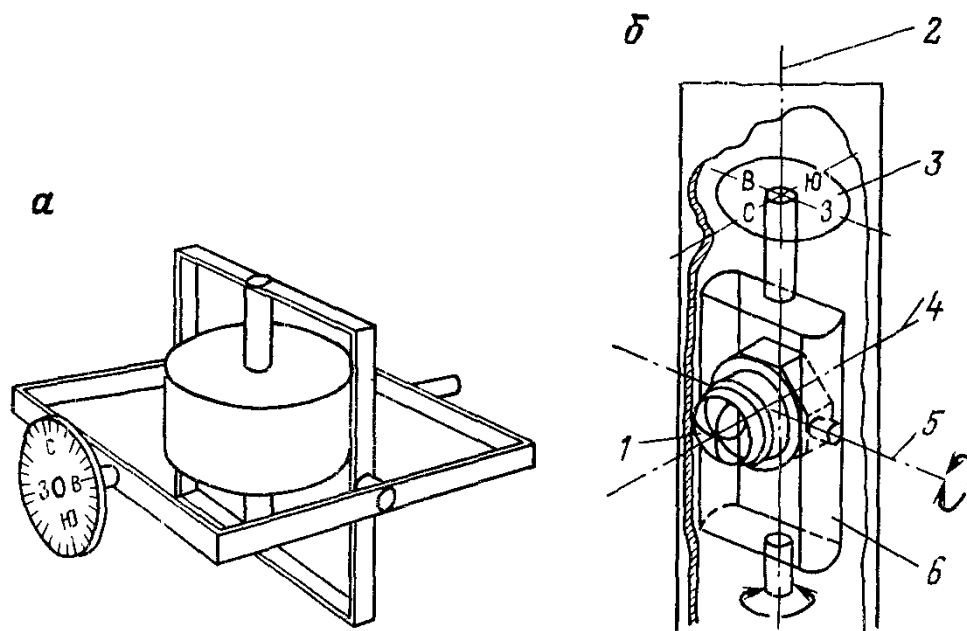


Рис. 8.16. Схема работы гироскопа [4, 5]:

а — общий вид; *б* — гироскопический глубинный прибор для измерения кривизны: 1 — внутренний шарнир (вращающийся двигатель); 2 — наружная ось подвеса; 3 — компасная диаграмма; 4, 5 — оси вращения и внутреннего шарнира; 6 — наружный шарнир

Основной элемент морского гироскопа — быстро вращающееся утяжеленное колесо (рис. 8.16, *а*), которое поддерживает заданное направление, оказывая сопротивление изменению направления за счет инерции. Если конструкция колеса рассчитана на вращение, параллельное оси вращения земли (направление С — Ю), то оно сохранит это направление и может служить в качестве указателя направления.

Ось колеса горизонтальна и закрепляется внутри двух взаимно перпендикулярных универсальных шарниров [6], что дает возможность гироскопу сохранять направление независимо от движения корпуса гироскопа (рис. 8.16, *б*). Внутренний шарнир состоит из вращающегося двигателя и корпуса. Частота вращения двигателя составляет 18 000—42 000 об/мин в зависимости от размера гироскопа и типа используемого двигателя.

Наружный шарнир снабжен компасной диаграммой, которая использовалась в магнитном одноточечном приборе. Компасная диаграмма установлена на заданное направление, обычно на север, и служит эталоном для данных, полученных в процессе измерения кривизны ствола.

Над компасной диаграммой установлены маятниковое устройство, фотокамера однократного действия (для однократной гиросъемки) и счетчик времени. Ориентирование гироскопа должно проверяться до спуска его в скважину, что достигается совмещением прибора с известным эталонным направлением при помощи приборов телескопического визирования. Для одно-

кратного получения снимков набор гироинструментов спускают на стальном тросе до забоя скважины. На нужной глубине фотографируется блок индикации угла (т. е. отвес и гирокомпас). Прибор для измерения кривизны скважины извлекают из скважины на поверхность вместе с гиропленкой. Пленку проявляют и помещают в устройство для считывания диаграмм с целью определения направления скважины и угла ее отклонения.

Для многократных замеров гироскоп должен спускаться на стальном тросе через обсаженный участок ствола скважины. Прибор спускают с остановками в заданных интервалах глубин (через каждые 30 мин) для съемки камерой многократного действия. Несколько контрольных съемок производят на обратном пути, обычно через каждые 122 м.

Все гироскопы имеют тенденцию к изменению заданного направления, поэтому полученные показания следует корректировать. Сдвиг происходит только в результате трения в подшипниках вращающегося колеса, неустойчивости гироскопа и нестабильной скорости двигателя [5]. Во время съемки через каждые 15 мин прибор в течение 5 мин остается неподвижным для контроля за отклонением гироскопа.

ОТКЛОНЯЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Необходимая степень отклонения от вертикали достигается использованием специального отклоняющего инструмента. Существует множество отклоняющих инструментов при бурении различных типов отложений. Ниже описаны самые распространенные типы.

Кривой переводник

Кривой переводник представляет собой небольшую муфту с замковым соединением, обработанным на станке так, чтобы обеспечить изменение направления ствола скважины (рис. 8.17). Верхняя резьба выполнена концентрически относительно оси переводника, а нижняя резьба наклонена под углом $1\text{--}3^\circ$ к оси переводника.

Кривой переводник используют в сочетании с забойным двигателем. При этом направление, в сторону которого обращен переводник, определяет направление отклонения.

Угол переноса обуславливает отклонение КНБК, что позволяет получить траекторию оси пробуренного ствола скважины в виде дуги. Кривой переводник может включать ориентирующую коническую муфту для башмака с косым срезом нижнего конца и клин. Ориентирующая коническая муфта направлена по риске на внешней стороне кривого переводника и обеспечивает фактическое ориентирование КНБК.

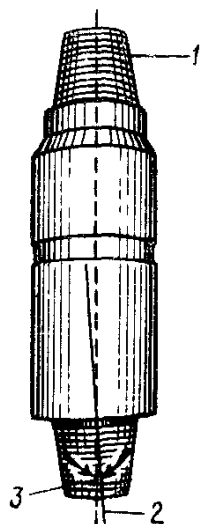


Рис. 8.17. Кривой переводник:
1 — ось бурильной колонны (немагнитной УБТ); 2 — ось забойного двигателя (фирма «Дайна-Дрилл»); 3 — угол смещения резьбы

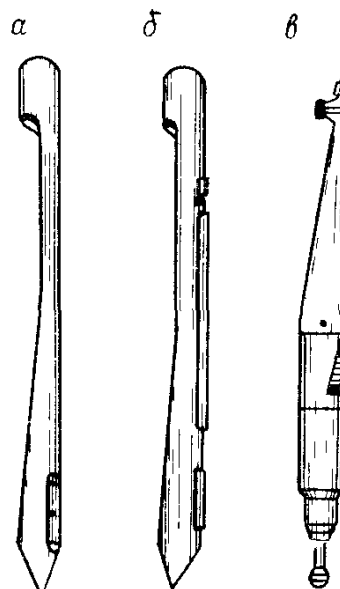


Рис. 8.18. Типы уипстоков [3]

Бурильную колонну, включающую кривой переводник, спускают до места, где необходимо осуществить отклонение, а прибор для измерения кривизны ствола — внутрь КНБК. Прибор снабжен фотокамерой, которая фиксирует процесс ориентирования кривого переводника. На поверхности фотоснимок анализируют и определяют фактическую ориентацию. Затем производится сопоставление с планируемым ориентированием, и бурильную колонну вращают влево либо вправо, чтобы установить нужное направление.

Уипсток

Уипсток представляет собой длинный перевернутый стальной клин, внутренняя поверхность которого имеет вогнутую форму, чтобы удерживать КНБК (рис. 8.18). Уипсток обычно соединяют со спиральным стабилизатором штифтом, который можно срезать, приложив нагрузку к долоту. Спиральный стабилизатор помещают непосредственно над долотом, поэтому долото вынуждено перемещаться по наклонной поверхности уипстока. Для установки на забое и предотвращения вращения во время бурения уипсток имеет заостренную нижнюю часть.

Бурильную колонну с уипстком спускают на забой и прикладывают нагрузку для срезания штифта, чтобы отсоединить уипсток и надежно установить его на забое. Для забуривания пилот-скважины меньшего диаметра, чем основной ствол, применяют долото малого диаметра. Пилот-скважину бурят на глу-

бину 3—5 м, а затем измеряют кривизну. Если бурят в нужном направлении, то бурение продолжают с использованием долота большего диаметра.

Обычно применяют три типа уипстоков:

стандартный уипсток (рис. 8.18, а);

уипсток с промывкой (рис. 8.18, б), снабженный промывочным каналом, который предназначен для очистки забоя скважины, чтобы обеспечить надежную посадку уипстока (этот тип используют в скважинах, в которых имеются отложения, способствующие образованию шлама на забое);

неизвлекаемый уипсток (рис. 8.18, в), который предназначен для обхода смятой обсадной колонны или предметов, оставленных в обсаженном стволе скважины.

В настоящее время уипстоки используют при бурении на суше лишь в некоторых районах мира. Наиболее часто применяют забойные двигатели, приводимые в действие буровым раствором, и кривые переводники.

Гидромониторное долото

Это усовершенствованное долото, которое состоит из двух малых сопел и одной насадки большего диаметра. Долото спускают на забой скважины и ориентируют в нужном направлении. Диаметр большой насадки изменяется в пределах 19—22 м [7]. Затем тщательно промывают скважину, используя максимально возможную скорость циркуляции до тех пор, пока не пробурят пилот-скважину. Измеряют кривизну скважины, и если бурят в нужном направлении, то спускают обычное долото с компоновкой для бурения наклонного участка скважины.

Интенсивная промывка скважины применима только при бурении в мягких породах, которые разрушаются под действием сжимающей нагрузки закачиваемого бурового раствора (обычно на глубине менее 914 м).

Забойные двигатели

Отклонение скважин может быть достигнуто при использовании забойных двигателей, приводимых в действие буровым раствором. Забойный двигатель обеспечивает вращение долота, исключая таким образом необходимость вращения бурильной колонны с поверхности. Забойный двигатель устанавливают над долотом, а непосредственно к нему подсоединяют кривой переводник, имеющий соответствующий угол наклона. На рис. 8.19 схематически показано оборудование, используемое вместе с забойным двигателем.

Основные преимущества забойного двигателя следующие:

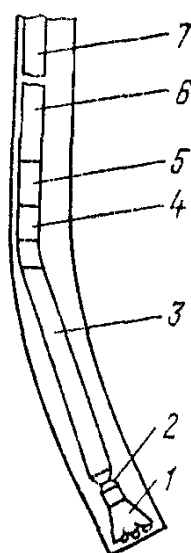


Рис. 8.19. Схема компоновки, включающей забойный двигатель и кривой переводник:
1 — долото; 2, 4 — наддолотный и кривой переводники; 3 — забойный двигатель; 5 — немагнитная УБТ; 6 — УБТ; 7 — буровая колонна до устья

на участке набора и уменьшения угла наклона ствол скважины имеет конфигурацию плавной кривой;

забойные двигатели обеспечивают лучший контроль интенсивности искривления.

С помощью забойных двигателей можно использовать наземные приборы для получения на поверхности информации об измерениях в процессе бурения (система MWD), что позволяет непрерывно считывать данные кривизны скважины, включая и данные ориентирования рабочего торца долота.

Существуют два типа забойных двигателей: двигатель турбинного типа (турбобур) и объемный двигатель.

Забойный двигатель турбинного типа. Такой двигатель состоит из многоступенчатого двигателя лопастного типа и статора, а также упорного подшипника и ведущего вала. Количество секций роторов статора может колебаться в пределах 25—250.

Статор (рис. 8.20) остается неподвижным; его основная функция — отклонение бурового раствора на лопасти ротора. Лопасти ротора соединены с ведущим валом, который в свою очередь соединен с долотом. Буровой раствор закачивают под высоким давлением вниз по буровой колонне в секцию двигателя, где происходит его отклонение лопастями статора к лопастям ротора. Буровой раствор вызывает вращение ротора, которое передается ведущему валу и долоту.

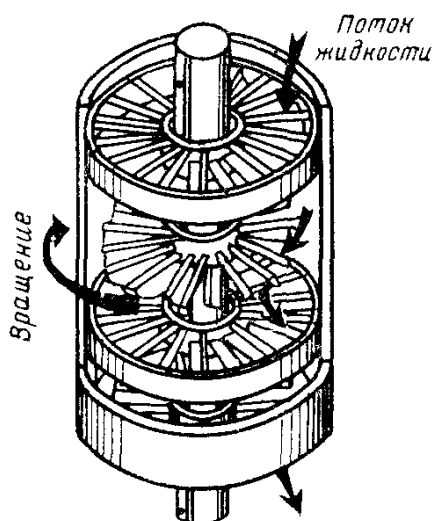


Рис. 8.20. Турбина турбобура [6]

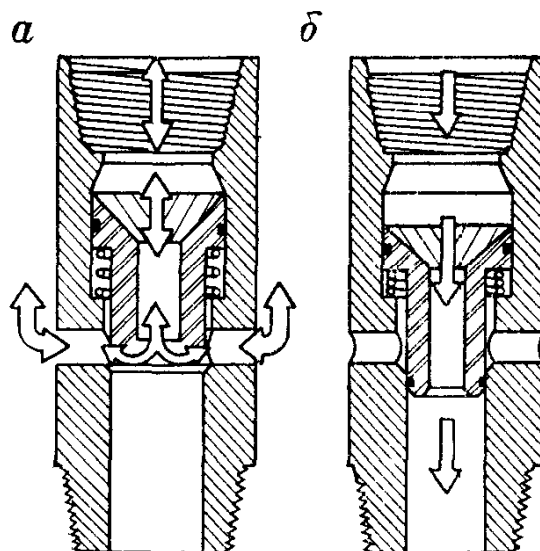


Рис. 8.21. Сливной клапан [6]

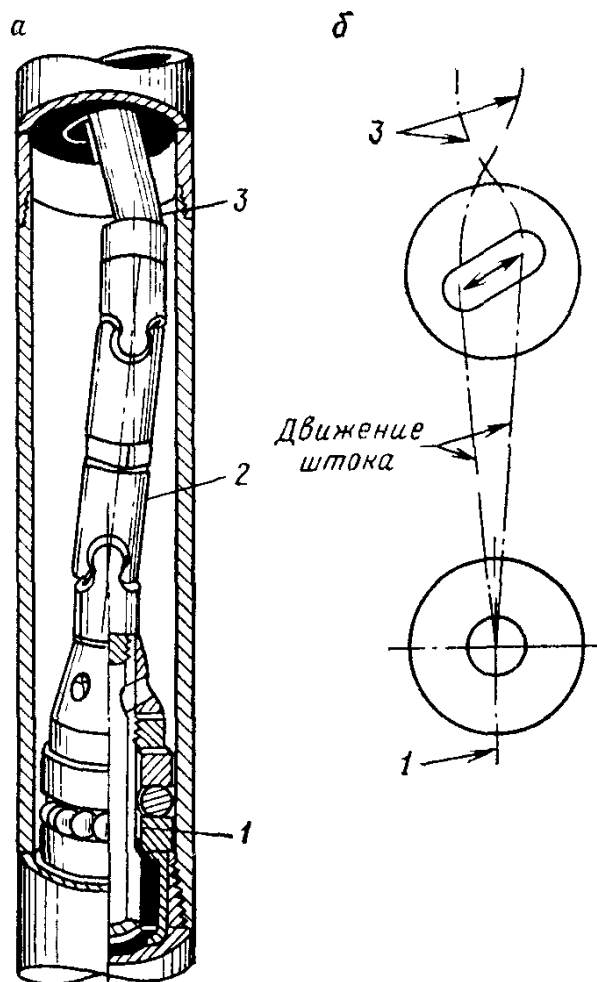


Рис. 8.22. Узел соединительного штока фирмы «Дайна-Дрилл» [6]:

a — общий вид; 1 — ведущий вал, 2 — шток, 3 — ротор; *б* — кинематическая схема: 1, 2 — оси ведущего вала и ротора соответственно

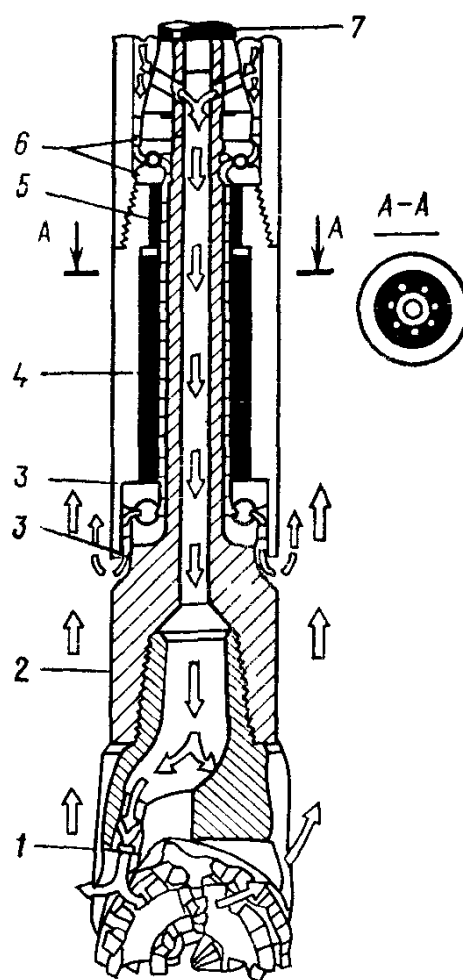


Рис. 8.23. Система подшипников фирмы «Дайна-Дрилл» [6]:

1 — долото; 2 — вращающийся переводник долота; 3, 6 — нижний и верхний упорные подшипники, 4 — радиальный опорный подшипник, 5 — ограничитель потока; 7 — соединительный шток

Объемный двигатель. В двигателе этого типа используют высокое давление для передачи вращения ротору. Объемный двигатель (как, например, фирмы «Дайна-Дрилл») состоит из четырех основных компонентов: сливного клапана, двигательного узла, соединительного штока и комплекта подшипников.

Сливной клапан позволяет буровому раствору поступать в бурильную колонну или выходить из нее при СПО, минуя систему двигателя. Как показано на рис. 8.21, сливной клапан состоит из пружинного скользящего поршня, седла втулки для посадки поршня и наружных окон. При давлениях 0—18 Па пружина удерживает поршень выше седла, что дает возможность буровому раствору выходить через наружное окно (рис. 8.21, *a*). Когда давление превышает 18 Па поршень опускается, закрывая наружные окна и направляя буровой раствор на двигатель (рис. 8.21, *б*).

Двигатель состоит из ротора и статора. Статор представляет собой внешнюю трубу и имеет сферическую спиральную полость с покрытием из износостойкой резины, а ротор — сплошной стальной спиральный вал с поперечным сечением в виде круга. Конечный профиль внутреннего двигателя состоит из небольших полостей между ротором и статором. Вращение происходит, когда буровой раствор, закачиваемый под высоким давлением, подается в полости между ротором и статором [6].

Узел соединительного штока передает вращение на ведущий вал, соединенный с долотом. Шток преобразует эксцентрическое вращение ротора в концентрическое осевое вращение ведущего вала (рис. 8.22).

На рис. 8.23 показана система подшипников фирмы «Дайна-Дрилл». Верхний упорный подшипник предохраняет от нагрузки поршневого типа при уходе бурового раствора с забоя или при отсутствии нагрузки на долото. Радиальный опорный подшипник обеспечивает радиальную опору для ведущего вала, а также направляет 5—10 % объема бурового раствора на нижний упорный подшипник для охлаждения и смазки.

Основные преимущества объемного двигателя — возможность приведения его в действие буровым раствором, газом или воздухом, и его способность работать при наличии 10 % материала-наполнителя в растворе для борьбы с поглощением.

ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНЯЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ

Глубинные приборы можно использовать для определения текущей ориентации отклоняющего инструмента на забое скважины. Часто ориентация не совпадает с требуемым направлением и КНБК необходимо вращать с устья скважины для переориентирования отклоняющего инструмента.

Нужная степень ориентации достигается с помощью графического метода по векторной диаграмме Рагланда. Диаграмму Рагланда можно построить, применяя следующие данные: а) первоначальное отклонение скважины и ее направление; б) максимально допустимое резкое искривление ствола скважины.

Пример 8.2. Используя графический метод, определить требуемую ориентацию отклоняющего инструмента для изменения направления скважины с $S30^\circ W$ на $S40^\circ W$, допустив, что отклонение скважины составляет 7° , а максимальная интенсивность искривления ствола $2^\circ/30$ м. Определить новый угол отклонения скважины.

Решение. 1. Проведем горизонтальную линию (рис. 8.24, а), равную семи единицам длины и представляющую наклон скважины. Направление этой линии — $S30^\circ W$, обозначим конец этой линии в нулевой точке буквой *O* и буквой *C* в точке $7^\circ S$.

2. Построим окружность радиусом две единицы длины с центром в точке *C*. Эти две единицы представляют максимальную интенсивность искривления ствола скважины.

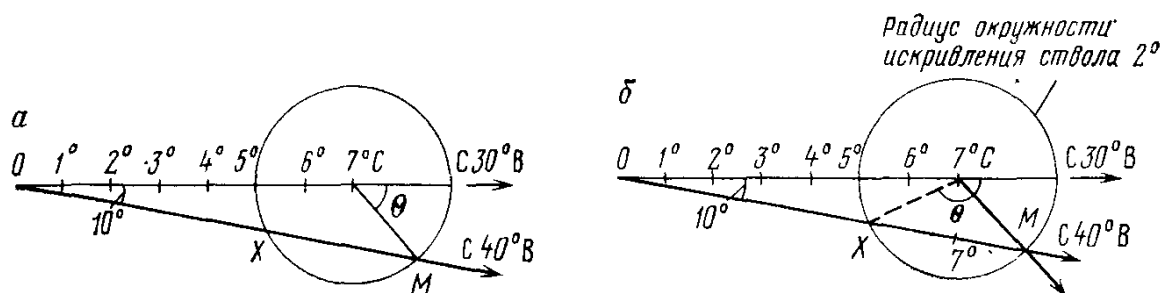


Рис. 8.24. Векторная диаграмма Рагланда:

а, б — к примерам 8.2 и 8.3 соответственно

3. Из точки O проведем линию OM под углом 10° к прямой OC . Угол 10° — это разница в азимуте между настоящим и конечным положениями, т. е. $C40^\circ V - C30^\circ V = 10^\circ$. Линия OM показывает конечное отклонение и направление ствола скважины.

4. Угол θ между OC и радиусом CM дает требуемое ориентирование инструмента. Из рис. 8.24 определяем, что угол $\theta = 47^\circ$.

Таким образом, чтобы получить конечное направление скважины $C40^\circ V$, отклоняющий инструмент следует ориентировать под углом 47° вправо от настоящего направления скважины $C30^\circ V$. Требуемая установка отклоняющего инструмента составляет $C(47^\circ + 30^\circ)$, или $C77^\circ V$.

5. Новое отклонение скважины представлено длиной отрезка OM . Из рис. 8.24 видно, что новый угол наклона скважины равен $8,5^\circ$ при $C40^\circ V$.

Пример 8.3. Используя данные примера 8.2, определить возможное направление долота и ожидаемый угол наклона скважины.

Решение. В соответствии с рис. 8.24, б угол между прямыми CE (пунктирная линия) и CX представляет возможное направление долота, а отрезок прямой OX представляет результирующее отклонение скважины.

По рис. 8.24, б находим направление долота, т. е. угол θ составляет 153° , отклонение скважины (местоположение проекции точки X на оси OE) равно $5,3^\circ$.

Рассмотрим два метода: ориентирование переводника по меткам и магнитное ориентирование. Система телеметрических измерений в процессе бурения, основанная на определении амплитуды импульсов давления бурового раствора (MWD), представляет собой новый метод ориентирования. Метод MWD обеспечивает получение информации об угле искривления скважины и азимуте. Метод MWD основан на принципе передачи данных измерений на забой через поток бурового раствора в форме импульсов давления. Эти импульсы подвергают обработке на поверхности с помощью наземной считывающей аппаратуры.

Метод ориентирования переводника по меткам. При этом методе производят ориентирование переводника с косым срезом нижней части. Переводник снабжен шпонкой, которая может быть направлена по риску отклоняющего инструмента (например, кривого переводника или уипстока).

Немагнитную УБТ соединяют с ориентирующим переводником, и бурильную колонну спускают на забой. Прибор одното-чечного действия для измерения кривизны скважины спускают

к ориентирующему переводнику, где он входит в его шпонку через специальную шпоночную канавку, прорезанную на поверхности переводника. Фиска на корпусе направления отклонителя (т. е. шпонки) ориентируется по магнитному северу, зафиксированному магнитным глубинным прибором.

Проявленная на поверхности пленка показывает взаимосвязь ориентирования долота для отклоняющего устройства, наклона скважины и магнитного севера. Если рабочий торец долота не ориентирован в нужном направлении, то на поверхности поворачивают ротор на определенное число градусов для установления нужного направления инструмента.

Метод магнитного ориентирования. Этот метод используют при отклонении оси скважины гидромониторным способом, который не требует ориентирующего переводника. При таком способе применяют немагнитную УБТ с шестью направляющими магнитами, расположенными на одной линии с рабочим торцом отклонителя, или используют результаты математической обработки данных ориентирования. Прибор для измерения кривизны (ориентируемый прибор) состоит из раскачивающегося маятника, обычного компаса и стрелочного компаса, который закрепляется в УБТ с помощью магнитов [3].

Прибор для измерения искривления скважины спускают на кабеле в бурильную колонну до остановки в немагнитной УБТ; стрелочный компас притягивается ориентирующими магнитами; камера фотографирует это положение, накладываемое на обычный компас. Таким образом определяют относительное положение ориентирующих магнитов (и соответственно направление рабочего торца отклонителя) и направление скважины. Искривление скважины фиксируется раскачивающимся маятником.

МЕТОДЫ РАСЧЕТОВ

Кривизну обычно измеряют через каждые 30 м для контроля механической скорости бурения. Если обнаруживают отклонение оси скважины от проектного профиля, то принимают меры по корректировке направления. Фактические данные кривизны обеспечивают получение наглядного изображения траектории скважины. Эти данные наносят на график проектной траектории скважины.

Предложены различные методы для определения геометрии скважины по данным глубинных измерений. Самыми распространенными считаются следующие: 1) тангенциальный метод; 2) метод тангенциального равновесия; 3) метод усредненного угла; 4) метод, использующий радиус кривизны; 5) метод минимальной кривизны; 6) «ртутный» метод. Большая часть рассматриваемого ниже материала основывается на статье Д. Т. Крейга и Б. В. Рандела [8].

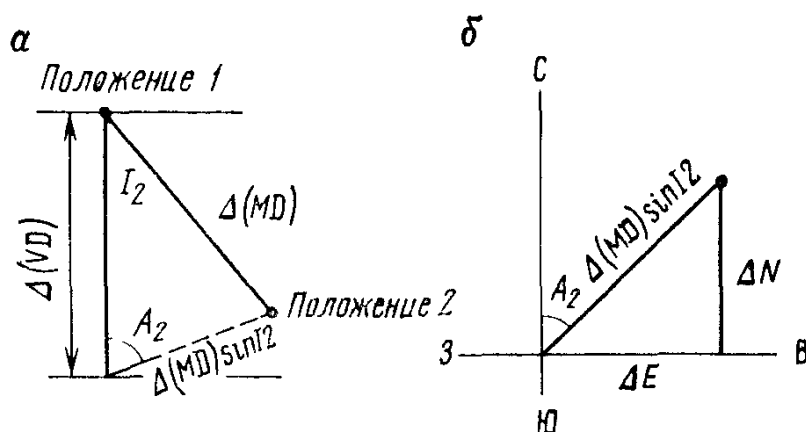


Рис. 8.25. Тангенциальный метод:
а, б — вертикальное и горизонтальное (вид сверху) сечения

Существующие методы расчетов справедливы для случая, когда траектория скважины лежит в одной плоскости и имеет постоянную интенсивность изменения зенитного угла (например, $0,98^\circ/10$ м). Необходимые данные для расчета — угол отклонения I , азимут A и глубина скважины по разрезу MD . Целью является определение глубины скважины по вертикали VD , горизонтального смещения D и ориентации скважины на восток и север при новом положении ствола.

Тангенциальный метод. Этот метод основан на том, чтобы использовать углы отклонения и азимута (направления) в конце интервала для определения глубины по вертикали (VD) и горизонтального смещения (D) отклонения на восток и север. Рассматривая рис. 8.25, предположим, что измеренные в конце интервала отклонения и азимут соответственно равны I_2 и A_2 .

Далее находим

$$\Delta(VD) = \Delta(MD) \cos I_2, \quad (8.1)$$

$$\Delta D = \Delta(MD) \sin I_2, \quad (8.2)$$

$$\Delta E = \Delta D \sin A_2 = \Delta(MD) \sin I_2 \sin A_2, \quad (8.3)$$

$$\Delta N = \Delta D \cos A_2 = \Delta(MD) \sin I_2 \cos A_2, \quad (8.4)$$

где $\Delta(MD)$ — приращение ствола скважины; $\Delta(VD)$ — приращение глубины по вертикали; ΔD — приращение горизонтального смещения или отклонения; ΔE , ΔN — приращения координат смещения на восток и север соответственно.

Преимущество метода заключается в его простоте, однако расчеты на его основе приводят к завышенному горизонтальному и заниженному вертикальному смещениям. Погрешности пропорциональны величинам измеренных углов и протяженности траектории [8]. Этот метод считается устаревшим.

Метод тангенциального равновесия. В этом методе используют измеренные углы в начале и конце интервала скважины.

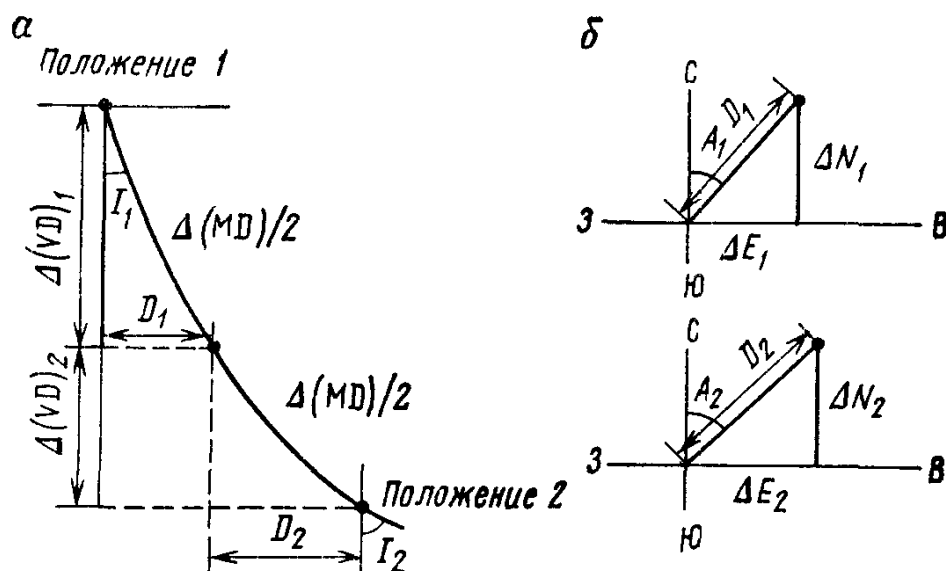


Рис 8.26. Метод тангенциального равновесия.
а, б — вертикальное и горизонтальное (вид сверху) сечения

Это приводит к сбалансированным расчетам кривизны и, следовательно, к сглаживанию профиля ствола скважины.

В соответствии с рис. 8.26 известны углы наклона I_1 и I_2 и азимутальные углы A_1 и A_2 в начале и конце интервала ствола. Измеренная длина интервала $\Delta(MD)$ делится на два равных отрезка приращения $\Delta(MD)/2$. Верхний интервал используют совместно с углами I_1 и A_1 для расчета горизонтального смещения D_1 , приращения глубины по вертикали $\Delta(VD)_1$ и приращения смещения к востоку и северу ΔE_1 и ΔN_1 . Так же используют и увеличение в нижней части интервала $\Delta(MD)/2$.

Таким образом,

$$\Delta D_1 = \frac{\Delta(MD)}{2} \sin I_1, \quad (8.5)$$

$$\Delta D_2 = \frac{\Delta(MD)}{2} \sin I_2. \quad (8.6)$$

Общее отклонение по горизонтали (или горизонтальное смещение)

$$\Delta D = \Delta D_1 + \Delta D_2 = \frac{\Delta(MD)}{2} (\sin I_1 + \sin I_2), \quad (8.7)$$

$$\Delta(VD)_1 = \frac{\Delta(MD)}{2} \cos I_1, \quad \Delta(VD)_2 = \frac{\Delta(MD)}{2} \cos I_2.$$

Общее увеличение глубины по вертикали

$$\Delta(VD) = \Delta(VD)_1 + \Delta(VD)_2 + \frac{\Delta(MD)}{2} (\cos I_1 + \cos I_2). \quad (8.8)$$

Кроме того, находим

$$\begin{aligned}\Delta N &= \Delta N_1 + \Delta N_2 = \Delta D_1 \cos A_1 + \Delta D_2 \cos A_2 = \\ &= \frac{\Delta (\text{MD})}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2),\end{aligned}\quad (8.9)$$

$$\Delta E = \Delta E_1 + \Delta E_2 = \frac{\Delta (\text{MD})}{2} (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2). \quad (8.10)$$

Метод усредненного угла. В соответствии с названием этот метод подразумевает использование усредненных углов отклонения I_1 и I_2 и углов направления A_1 и A_2 для расчетов отклонения, общей глубины по вертикали и увеличения сдвига к востоку и северу. Этот метод прост и представляет собой средство точных расчетов кривизны ствола скважины [8].

Среднее значение углов отклонения и направления соответственно равны $(I_1 + I_2)/2$ и $(A_1 + A_2)/2$ (см. рис. 8.26). Следовательно,

$$\Delta D = \Delta (\text{MD}) \sin (0,5I_1 + 0,5I_2), \quad (8.11)$$

$$\Delta (\text{VD}) = \Delta (\text{MD}) \cos (0,5I_1 + 0,5I_2), \quad (8.12)$$

$$\Delta E = \Delta (\text{MD}) \sin (0,5I_1 + 0,5I_2) \sin (0,5A_1 + 0,5A_2), \quad (8.13)$$

$$\Delta N = \Delta (\text{MD}) \sin (0,5I_1 + 0,5I_2) \cos (0,5A_1 + 0,5A_2). \quad (8.14)$$

Метод радиуса кривизны. В этом методе используют значения зенитных и азимутальных углов ствола для расчета пространственной кривой, которая проходит через точки замера прибора [8]. Этот метод предполагает плавность искривления ствола, он менее чувствителен к резким изменениям оси скважины, особенно при перегибе ствола в интервале [8].

Предположим, что участок ствола скважины между двумя точками замера представлен отрезком ab (рис. 8.27).

Интенсивность искривления равна отношению $\Delta I / \Delta (\text{MD}) = (I_2 - I_1) / \Delta (\text{MD})$, где I_1, I_2 измерены в радианах.

Радиус кривизны отрезка ab равен отношению единицы к интенсивности искривления или $R = \Delta (\text{MD}) / (I_2 - I_1)$.

Поскольку I_1 и I_2 измеряются в радианах, необходимо перевести их в градусы, умножив на коэффициент $360/2\pi$. Следовательно,

$$R = \frac{360 \Delta (\text{MD})}{2\pi (I_2 - I_1)}.$$

Из рис. 8.27, a имеем

$$V_1 = R \sin I_1 = \frac{360 \Delta (\text{MD})}{2\pi (I_2 - I_1)} \sin I_1,$$

$$V_2 = R \sin I_2 = \frac{360 \Delta (\text{MD})}{2\pi (I_2 - I_1)} \sin I_2.$$

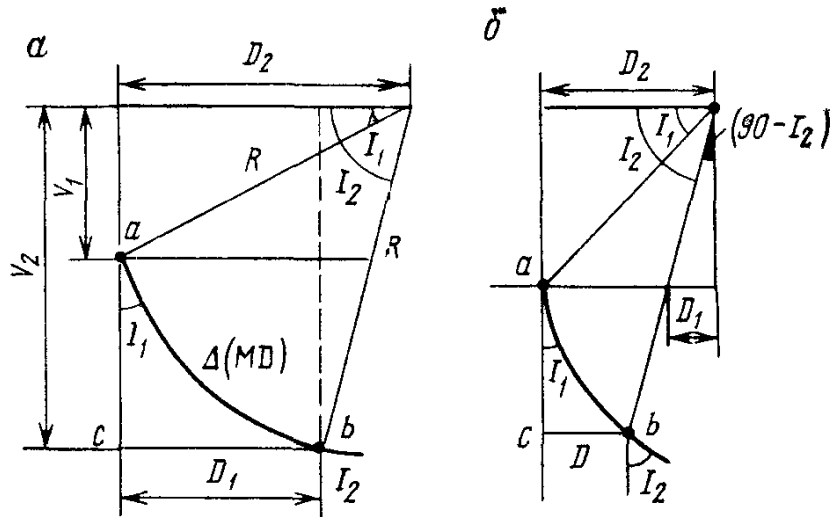


Рис. 8.27. Метод радиуса кривизны при увеличении азимута

Таким образом, можно записать

$$\Delta(VD) = V_2 - V_1 = \frac{360 \Delta(MD)}{2\pi(I_2 - I_1)} (\sin I_2 - \sin I_1). \quad (8.15)$$

Из рис. 8.27, б отклонение $D = cb = D_2 - D_1$, $D_2 = R \cos I_1$, $D_1 = R \sin(90 - I_2) = R \cos I_2$, $\Delta D = D_2 - D_1 = R(\cos I_1 - \cos I_2)$ или

$$\Delta D = \frac{360 \Delta(MD)}{2\pi(I_2 - I_1)} (\cos I_1 - \cos I_2). \quad (8.16)$$

Предполагается, что расстояние bc , или отклонение искривления, т. е. радиус кривизны в горизонтальной плоскости определяется следующим образом:

$$R_1 = \frac{\Delta D}{A_2 - A_1} = \frac{360}{2\pi} \frac{\Delta(MD) (\cos I_1 - \cos I_2)}{(A_2 - A_1) (I_2 - I_1)},$$

где A_1 и A_2 — азимутальные углы, измеренные на глубинах в точках a и b .

Переведем углы A_1 , A_2 , I_1 , I_2 в радианы, тогда

$$R_1 = \left(\frac{360}{2\pi} \right)^2 \frac{\Delta(MD) (\cos I_1 - \cos I_2)}{(A_2 - A_1) (I_2 - I_1)}.$$

В соответствии с рис. 8.28, на котором представлен вид скважины сверху, координаты сдвига на север и восток определяют следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta N &= N_2 - N_1 = R_1 (\sin A_2 - \sin A_1), \text{ или} \\ \Delta N &= \left(\frac{360}{2\pi} \right)^2 \frac{\Delta(MD) (\cos I_1 - \cos I_2) (\sin A_2 - \sin A_1)}{(A_2 - A_1) (I_2 - I_1)}. \end{aligned} \quad (8.17)$$

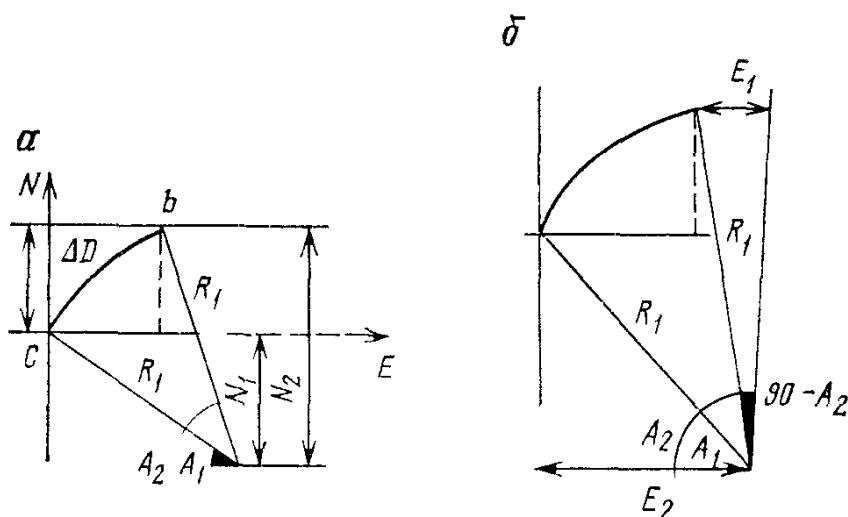


Рис. 8.28 Метод радиуса кривизны при уменьшении азимута

Аналогично находим

$$\Delta E = E_2 - E_1 = R_1 (\cos A_1 - \cos A_2), \text{ или}$$

$$\Delta E = \left(\frac{360}{2\pi} \right)^2 \frac{\Delta (MD) (\cos I_1 - \cos I_2) (\cos A_1 - \cos A_2)}{(A_2 - A_1)^2 (I_2 - I_1)}. \quad (8.18)$$

Метод минимальной кривизны. Этот метод — самый точный. Он использует принцип минимизации общей кривизны рассматриваемого интервала ствола скважины [8]. Это приводит к расчету пологой кругообразной дуги. Для выполаживания траектории ствола скважины между двумя точками замера прибора вводят коэффициент пропорциональности. Коэффициент пропорциональности определяется кривизной участка ствола скважины

$$RF = \frac{2}{(DL)} \operatorname{tg} \frac{(DL)}{2}, \quad (8.19)$$

где DL — угол искривления;

$$\cos (DL) = \cos (I_2 - I_1) - \sin I_1 \sin I_2 [1 - \cos (A_2 - A_1)]. \quad (8.20)$$

Уравнения, полученные при использовании метода минимального искривления, подобны уравнениям метода тангенциального равновесия. Кроме того, эти данные кривизны умножаются на коэффициент пропорциональности (RF), чтобы учесть эффект выполаживания. Таким образом,

$$\Delta (VD) = \frac{\Delta (MD)}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) (RF), \quad (8.21)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta (MD)}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) (RF), \quad (8.22)$$

$$\Delta E = \frac{\Delta (MD)}{2} (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) (RF). \quad (8.23)$$

«Ртутный» метод. Этот метод аналогичен методу тангенциального равновесия, но в нем учитывают длину прибора для измерения кривизны ствола скважины. Длина ствола скважины между двумя стоянками прибора представлена прямой линией, обозначающей длину прибора, и линией, обозначающей расстояние между стоянками прибора [8].

При этом необходимые уравнения

$$\Delta (VD) = \left[\frac{\Delta (MD) - (STL)}{2} \right] (\cos A_2 + \cos A_1) + (STL) \cos A_2, \quad (8.24)$$

$$\Delta N = \left[\frac{\Delta (MD) - (STL)}{2} \right] (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) + (STL) \sin I_2 \cos A_2, \quad (8.25)$$

$$\Delta E = \left[\frac{\Delta (MD) - (STL)}{2} \right] (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) + (STL) \sin I_2 \sin A_2, \quad (8.26)$$

где STL — длина прибора для измерения кривизны ствола скважины.

РЕЗКОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ СТОЛА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Резкое искривление ствола может быть определено как внезапное изменение угла наклона или направления оси скважины. Резкое искривление ствола в каком-то определенном интервале (например, 30 м) определяется как интенсивность искривления ствола скважины.

Чрезмерные искривления приводят к усталостному разрушению буровой колонны, УБТ и буровых замков, а также к желобообразованию и износу обсадных колонн [10]. Усталостные поломки труб возникают, когда они подвергаются частым знакопеременным напряжениям.

Изгиб трубы на участке резкого искривления вызывает сжимающие напряжения в теле бурового замка в точке *A* (рис. 8.29) и создает напряжение в точке *B*. Общее растягивающее усилие в любой точке определяется как сумма напряжения при растяжении от собственного веса колонны ниже точки *A* и создаваемого индуцированного напряжения. Таким образом, в точке *A* равнодействующая растягивающего усилия (собственный вес + создаваемое напряжение сжатие) меньше равнодействующей в точке *B* (собственная нагрузка + создаваемое растягивающее усилие). Следовательно, при вращении трубы напряжение на периферии трубы в зонах резкого искривления ствола изменяется от максимума в точке *B* до минимума

Рис. 8 29. Схема резкого искривления ствола скважины

в точке А. Повторяющиеся изменения величины напряжения приводят к возникновению усталостных нарушений.

Суммарное искривление зависит от изменения угла искривления I и направления A скважины и может быть определено по следующему уравнению:

$$\cos (DL) = \cos (I_2 - I_1) - \sin I_1 \sin I_2 [1 - \cos (A_2 - A_1)], \quad (8.27)$$

где DL — суммарный угол искривления ствола скважины.

Интенсивность общего искривления определяется отношением $(DL)/30$ м.

А. Лубинский [9] показал, что чем больше растягивающее напряжение в бурильной колонне, тем меньше интенсивность искривления ствола (или кривизна скважины), при которой в теле бурильных труб могут возникнуть усталостные повреждения. Максимальная допустимая интенсивность искривления ствола скважины (градус/30 м) может быть определена из следующего уравнения:

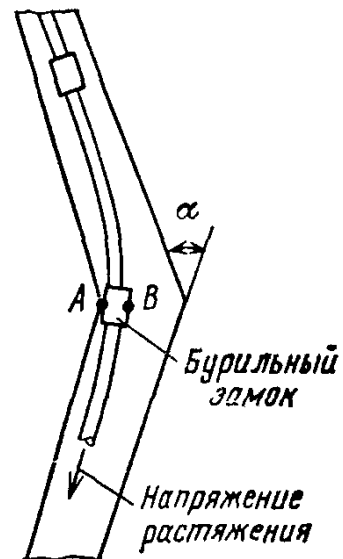
$$C = \frac{432000}{\pi} \frac{\sigma_{\text{н}}}{ED} \frac{\text{th}(KL)}{KL}, \quad (8.28)$$

где $\sigma_{\text{н}}$ — максимально допустимое напряжение изгиба для материала труб;

$$K = \sqrt{T/EJ}; \quad (8.29)$$

L — половина расстояния между бурильными замками; E — модуль Юнга, для стали $E = 2 \cdot 10^{10}$ Па; D — наружный диаметр бурильной трубы; T — вес при погружении в жидкость, включая бурильные замки ниже участка резкого искривления ствола; J — момент инерции бурильной колонны с учетом ее диаметра, $J = (\pi/64) (D^4 - d^4)$; d — внутренний диаметр бурильной колонны.

Установлено, что использование стальных или резиновых проекторов для бурильных труб значительно уменьшает усталостный износ металла труб и позволяет увеличить допустимую интенсивность искривления ствола скважины. Протекторы для бурильных труб представляют собой короткие цилиндры из резины или стали, имеющие такой же наружный диаметр, как и бурильный замок. Протекторы для бурильных труб работают в качестве опор и распределяют изгибающие усилия по длине



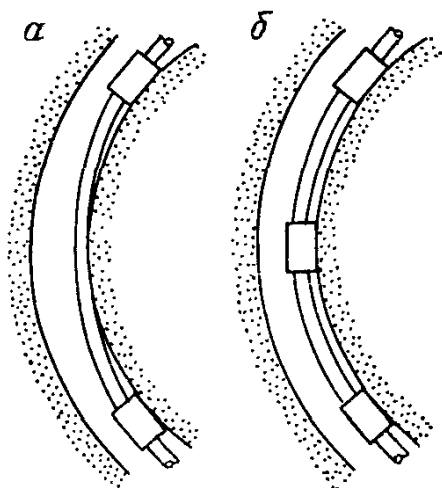


Рис. 8.30. Контактное буровой трубы без протектора (а) и с протектором (б) со стенкой скважины при плавном искривлении ствола

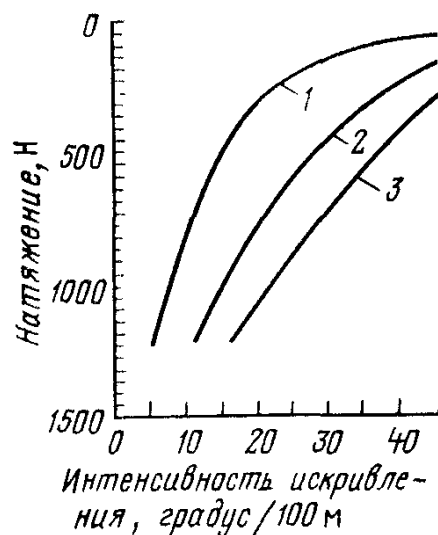


Рис. 8.31. Кривые усталостных напряжений при постепенном искривлении ствола

буровой трубы, буровая труба без протекторов будет контактировать со стенками скважины в зоне резкого искривления ствола скважины (рис 8.30, а). Степень контактирования возрастает с увеличением растягивающего усилия в буровой колонне ниже участка резкого искривления ствола. Если применяется протектор, то контактирование буровой трубы со стенкой скважины ограничивается буровыми замками и протектором, причем изгибающее усилие распределяется по всей длине трубы (рис. 8.30, б).

На рис. 8.31 приведены кривые усталостных напряжений при постепенном искривлении ствола для труб (с протекторами и без протекторов) из стали марки Е диаметром 114 мм и массой 25 кг/м [11]. При растягивающем усилии 910 кН максимально допустимая интенсивность искривления ствола скважины для трубы без протекторов составляет $2,7^\circ/30$ м (кривая 1). При использовании одного протектора в центре буровой трубы интенсивность искривления повысится до $5,4^\circ/30$ м (кривая 2). Применение двух протекторов на расстоянии 30 м друг от друга увеличит допустимую интенсивность искривления до $7,5^\circ/30$ м (кривая 3).

Пример 8.4. Имеем данные по скважине: глубина начала участка резкого искривления ствола КОР=305 м, координаты сдвига к северу и востоку — 732 и 61 м соответственно.

Предположим, что участок КОР расположен непосредственно под устьем скважины так, что обе точки замера имеют одинаковые координаты.

На приборе получены следующие данные.

Номер точки замера	1	2
Измеренная глубина, м	366	427
Угол наклона I , градус	15	19
Откорректированный азимут A , градус	320	310

Используя методы радиуса кривизны и минимальной кривизны определить интенсивность искривления ствола скважины.

Решение. 1. Воспользуемся методом радиуса кривизны. Найдем радиус кривизны ствола скважины по формуле (8.15):

$$\Delta(VD) = \frac{360}{\pi} \frac{\Delta(MD)}{I_2 - I_1} (\sin I_2 - \sin I_1) = \frac{360}{\pi} \left(\frac{427 - 366}{19 - 15} \right) \times \\ \times (\sin 19^\circ - \sin 15^\circ) = 57,3 \cdot 15,25 (0,33 - 0,26) = 62,2 \text{ м.}$$

Определим истинную глубину скважины в конце интервала ствола:

$$(KOP) + \Delta(VD) = 305 + 62,2 = 367,2 \text{ м.}$$

Находим отклонения оси ствола скважины от осей координат (рис. 8.27, б) по формулам (8.16) и (8.17):

$$\Delta D = \frac{360}{\pi} \frac{\Delta(MD)}{I_2 - I_1} (\cos I_1 - \cos I_2) = 57,3 \cdot 15,25 (0,97 - 0,95) = 13,9 \text{ м.}$$

$$\Delta N = \left(\frac{360}{\pi} \right)^2 \Delta(MD) \frac{\cos I_1 - \cos I_2}{I_2 - I_1} \frac{\sin 320^\circ - \sin 310^\circ}{320 - 310} = \\ = 57,3^2 (427 - 366) \frac{\cos 15^\circ - \cos 19^\circ}{19 - 15} \frac{\sin 320^\circ - \sin 310^\circ}{320 - 310} = \\ = 3283,3 \cdot 61 \frac{0,02}{4} \frac{0,13}{10} = 12,7 \text{ м.}$$

В соответствии с рис. 8.28

$$\Delta E = \left(\frac{360}{\pi} \right)^2 \Delta(MD) \frac{\cos I_1 - \cos I_2}{I_2 - I_1} \frac{\cos A_1 - \cos A_2}{A_2 - A_1} = \\ = 57,3^2 (427 - 366) \frac{\cos 15^\circ - \cos 19^\circ}{19 - 15} \frac{\cos 310^\circ - \cos 320^\circ}{320 - 310} = \\ = 3283,3 \cdot 61 \frac{0,02}{4} \frac{-0,13}{10} = -12,7 \text{ м.}$$

Сдвиг координаты точки ствола в конце интервала бурения к северу

$$(KOP)_с + \Delta N = 732 + 12,7 = 744,7 \text{ мм,}$$

к востоку

$$(KOP)_в + \Delta E = 61 - 12,7 = 48,3 \text{ м.}$$

Изменение азимута ствола определим по формуле

$$\operatorname{tg} A = \Delta E / \Delta N = -12,7 / 12,7, \quad A = -45^\circ.$$

Таким образом, изменение азимута между точками замера будет составлять $360^\circ + A = 360^\circ - 45^\circ = 315^\circ$.

Суммарный угол искривления найдем из выражения (8.27):

$$\cos(DL) = \cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \sin I_2 [1 - \cos(A_2 - A_1)] = \\ = \cos(19^\circ - 15^\circ) - \sin 15^\circ \sin 19^\circ [1 - \cos(310^\circ - 320^\circ)] = 0,9962, \\ DL = 4,93^\circ.$$

Интенсивность искривления ствола равна отношению суммарного угла искривления к длине интервала скважины:

$$C = \frac{4,93^\circ}{427 - 366} 100 = 8,08^\circ / 100 \text{ м.}$$

2. Воспользуемся методом минимальной кривизны. Найдем коэффициент пропорциональности по формуле (8.19):

$$RF = \frac{2}{(DL)} \operatorname{tg} \frac{(DL)}{2} = \frac{2}{0,0859} \operatorname{tg} \frac{4,93}{2} = 1,003,$$

а радиус кривизны ствола скважины из уравнения (8.21):

$$\Delta (VD) = \frac{\Delta (MD)}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) (RF) = \frac{427 - 366}{2} \times \\ \times (\cos 15^\circ + \cos 19^\circ) 1,003 = 58,6 \text{ м.}$$

Глубина скважины по вертикали

$$(KOP) + \Delta (VD) = 305 + 58,6 = 363,6 \text{ м.}$$

По формулам (8.22) и (2.23) определяем

$$\Delta N = \frac{\Delta (MD)}{2} (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) (RF) = \\ = \frac{427 - 366}{2} (\sin 15^\circ \cos 320^\circ + \sin 19^\circ \cos 310^\circ) 1,003 = 12,6 \text{ м,}$$

$$\Delta E = \frac{\Delta (MD)}{2} (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) (RF) = \frac{427 - 366}{2} \times \\ \times (\sin 15^\circ \sin 320^\circ + \sin 19^\circ \sin 310^\circ) 1,003 = -12,7 \text{ м.}$$

Изменение азимута между точками замера находим следующим образом:

$$\operatorname{tg} A = \Delta E / \Delta N = -12,7 / 12,6 = 1,02, \\ A = -45,57^\circ.$$

Сдвиг координаты точки ствола в конце интервала бурения к северу

$$(KOP)_c + \Delta N = 732 + 12,6 = 744,6 \text{ м,}$$

к востоку

$$(KOP)_в + \Delta E = 61 - 12,7 = 48,3 \text{ м}$$

ЗАДАЧИ

1. Известны угол наклона ствола 8° и азимута 90° (магнитный). Максимальная интенсивность искривления ствола равна $90^\circ/100 \text{ м}$. Требуется, чтобы угол наклона ствола постоянно составлял 8° . Определить изменение азимута ствола скважины.

Ответ: $21,5^\circ$, 100° влево или вправо.

2. Заполнить приведенную ниже табл. 8.2, используя метод радиуса кривизны.

ТАБЛИЦА 82.

Глубина скважины, м	Угол наклона ствола, градус	Азимут ствола, градус	Координаты, м		Глубина по вертикали, м	Интенсивность искривления, градус/100 м
			север	восток		
4570	57,2	324,8	1902	—2469	2993	1,65
4600	58,5	325,0				
4630	58,6	325,1				
4660	58,1	325,4				
4690	58,4	325,7				
4720	58,5	325,2	2009	—2543	3073	

Список литературы

1. *Wilson G. E.* How to drill a usable hole.— *World Oil*, 1976, September.
2. *Wilson G. E.* How to select bottomhole drilling assemblies.— *Petroleum Engineer International*, 1976, March, April.
3. *Eastman Whipstock*. Introduction to Directional Drilling. Eastman Whipstock publications.
4. *Scientific Drilling Controls*. Handbook on Surveying Instruments. Scientific Drilling Controls publications.
5. *Plite J., Blount S.* How to avoid gyro misruns.— *Oil and Gas Journal*, 1980.
6. *Dyna-Drill*. Dyna-Drill Catalogue. Dyna-Drill Publications
7. *Pickett G. W.* Techniques and deflection tools in high angle drilling: past, present and future.— *Journal of Petroleum Engineering*, 1967.
8. *Craig J. T., Jr. and Randall B. V.* Directional survey calculation *Petroleum Engineer*, 1976, March, p. 38—54.
9. *Lubinski A.* Maximum permissible doglegs in rotary borehole — *Journal of Petroleum Technology*, 1961, February
10. *API RP 7G* Drillstem Design and Operating Limits. API Publications, 1981.
11. *Lubinski A., Williamson J. S.* Usefulness of steel or rubber drillpipe protector. *Journal of Petroleum Technology*, 1984, April, 628—636.

ГЛАВА 9

ГРАДИЕНТ РАЗРЫВА

При бурении скважин градиент разрыва определяют как отношение минимального общего напряжения в пласте к глубине.

Знание градиента разрыва важно при выборе правильной глубины установки башмака обсадной колонны, для предотвращения потери циркуляции и при планировании операций по гидроразрыву пласта с целью повышения нефтеотдачи из зон пониженной проницаемости.

Кроме того, это имеет большое значение на площадях, где используется селективная добычи и нагнетание жидкости в пласт. На таких площадях смежные коллекторы состоят из нескольких последовательно залегающих зон — плотных и пористых, в которых в случае возникновения трещины при бурении или при гидроразрыве пласта последняя может распространяться, создавая сообщение между углеводородными коллекторами и достигая водоносной зоны.

Градиент разрыва зависит от типа горной породы, степени анизотропии, пластового (порового) давления, мощности покрывающих пластов и тектонического строения в пределах данной площади. Для получения реальных значений градиента разрыва любой аналитический метод прогнозирования должен учитывать эти факторы.

Цель этой главы — ознакомление с различными методами, используемыми в настоящее время нефтяной промышленностью для определения и прогнозирования градиента разрыва горной породы.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ НАХОЖДЕНИЯ ГРАДИЕНТА РАЗРЫВА

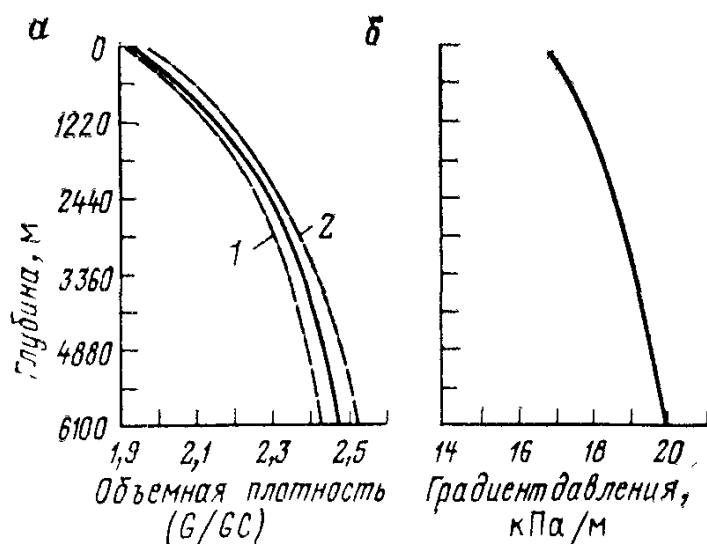
Прежде чем будут представлены математические уравнения, необходимые для расчета градиента разрыва, нужно дать определения следующих терминов.

ДАВЛЕНИЕ ВЫШЕЛЕЖАЩИХ ПОРОД

Давление вышележащих пород, или горное давление σ_v , определяют как напряжение, возникающее под действием веса вышележащих горных пород на рассматриваемую зону. На площадях с незначительной тектонической активностью градиент вышележащих пород (отношение напряжения к глубине) при-

Рис. 9.1. Совмещенная кривая объемной плотности по данным плотностного каротажа, проведенного на северном побережье Мексиканского залива (а), и обобщенный градиент давления вышележащих (б) пород для всех нормально уплотненных осадочных отложений побережья Мексиканского залива [8]:

1, 2 — нижний и верхний пределы



мерно составляет 22 620 Па/м. На тектонически активных площадях, или в зонах с высокой сбросовой активностью, градиент давления вышележащих пород принимается равным 18 100 Па/м. Таким образом, давление на глубине 3048 м в зонах с незначительной тектонической активностью составляет $(3048 \times 22\,620)$ Па = 68,9 МПа; с высокой тектонической активностью — $(3048 \cdot 18\,100)$ Па = 55,2 МПа.

Градиент вышележащих пород изменяется от месторождения к месторождению [1] и увеличивается с глубиной вследствие уплотнения породы. Для определенного месторождения точные значения градиента вышележащих пород получают по средним значениям данных плотностного каротажа, который проводят по нескольким скважинам, пробуренным на этой площади. Затем строят зависимость плотности от глубины (рис. 9.1, а), которую можно преобразовать в зависимость градиент давления вышележащих пород — глубина (рис. 9.1, б), используя соотношение

Давление вышележащих пород = Плотность $\times$ Глубина $\times$ Ускорение свободного падения.

В пористых пластах давление вышележащих пород поддерживается за счет напряжения скелета породы (матрицы) σ_s и пластового (порового) давления $p_{пл}$. Таким образом

$$\sigma_v = \sigma_s + p_{пл}.$$

ПЛАСТОВОЕ (ПОРОВОЕ) ДАВЛЕНИЕ

Это давление определяется как давление, оказываемое пластовыми флюидами на стенки пор породы. Поровое давление сдерживает часть нагрузки от веса вышележащих пород, тогда как другая часть поддерживается зернами породы. Термины

«поровое давление», «пластовое давление» и «давление флюида» — синонимы и определяют пластовое (поровое) давление.

Пласты разделяют в зависимости от величины градиентов пластового давления.

Различают два типа пластового давления.

1. *Нормальное поровое давление (или гидродавление)*. Считается, что пласт испытывает нормальное давление, если поровое давление пласта равно гидростатическому давлению столба пластовой воды [1]. Нормальное поровое давление обычно бывает порядка 10 500 Па/м. Следовательно, на глубине 1524 м зона с нормальным давлением имеет поровое давление

$$p_{\text{пк}} = 1524 \cdot 10\,500 \approx 16 \text{ МПа.}$$

2. *Аномальное пластовое давление (или геодавление)*. Этот вид давления существует в зонах, которые не имеют непосредственного сообщения с соседними горизонтами. Границы зоны аномального пластового давления характеризуются отсутствием проницаемости, что препятствует сообщению флюидов и удерживает большую часть давления вышележащих пластов.

Максимальное значение аномального пластового давления составляет 0,0226 и 0,0181 МПа для зон с невысокой тектонической активностью и тектонически активных зон соответственно. Исключениями являются отложения, обнаруженные в некоторых районах Ирана и СССР, где аномальное пластовое давление превышает градиент давления вышележащих пород.

Пластовые давления (нормальные и аномальные) определяют геофизическими методами и непосредственно с помощью скважинных исследований. Геофизические методы позволяют прогнозировать пластовые давления до бурения скважины, а скважинные исследования обеспечивают получение данных после того, как пробурена скважина или интервал. Скважинные приборы спускают в скважину на тросе. С их помощью проводят электрокаротаж, акустический, нейтронный, плотностной и литологический каротажи [2].

Определение нормальных и аномальных давлений по данным каротажа в этой книге не рассматривается, поэтому читателю рекомендуется обратиться к работе [3].

ПРОЧНОСТЬ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

Прочность горной породы обусловлена пределом прочности на растяжение, пределом прочности при сжатии, прочностью на сдвиг или ударной прочностью. Градиент разрыва характеризует прочность породы на растяжение, которая определяется как отношение растягивающего усилия, необходимого для разрыва образца породы, к площади поперечного сечения образца.

Прочность породы на растяжение очень мала и составляет 0,1 предела прочности при сжатии. Таким образом, более вероятно разрушение породы при растяжении, чем при сжатии.

ГЛАВНЫЕ НОРМАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ПЛАСТЕ

В любой точке горного массива существуют три взаимно перпендикулярных напряжения (рис. 9.2).

Максимальное нормальное напряжение σ_1 направлено вертикально и равно давлению вышележащих пород в вертикальных скважинах. Значение давления вышележащих пород для зон с невысокой тектонической активностью и тектонически активных зон составляет 0,0226 и 0,0181 МПа соответственно.

Нормальные напряжения σ_2 и σ_3 расположены в горизонтальной плоскости и непосредственно влияют на разрыв породы. Теоретически гидростатическое давление, необходимое для гидроразрыва ствола скважины должно быть больше или равно минимальному нормальному напряжению σ_3 . Однако бурение скважины приводит к увеличению напряжений вокруг стенок ствола настолько, что равнодействующие напряжения в несколько раз превышают минимальные главные нормальные напряжения.

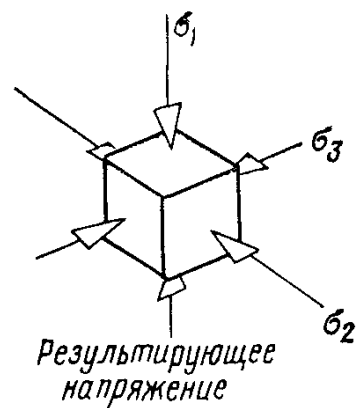


Рис. 9.2. Схема действия главных напряжений в породе

ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ РАЗРЫВА

Пластовое давление разрыва — это давление, необходимое для преодоления напряжений в скважине и разрыва пласта в непосредственной близости от ствола скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАДИЕНТА РАЗРЫВА

Для определения градиента разрыва используют два метода: прямой и косвенный.

Прямой метод основан на определении давления, необходимого для разрыва породы, и давления распространения образовавшейся трещины. При таком методе с помощью бурового раствора повышают давление в скважине до величины, при которой произойдет разрыв пласта. Регистрируют давление на устье при разрыве, затем эта величина прибавляется к значению гидростатического давления бурового раствора в стволе скважины, чтобы определить общее давление, требуемое для

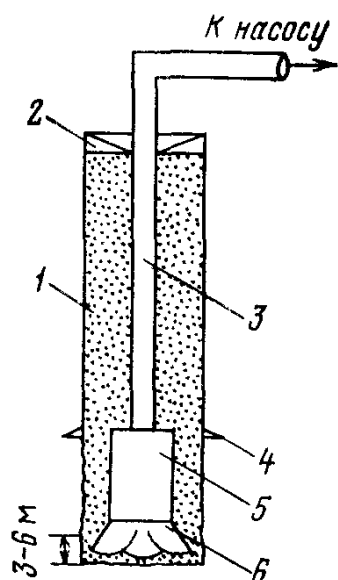


Рис. 9.3. Схема проведения испытания для определения гидроразрыва пласта:

1 — буровой раствор; 2 — закрытый универсальный превентор; 3 — бурильная труба; 4 — башмак обсадной колонны; 5 — УБТ; 6 — долото

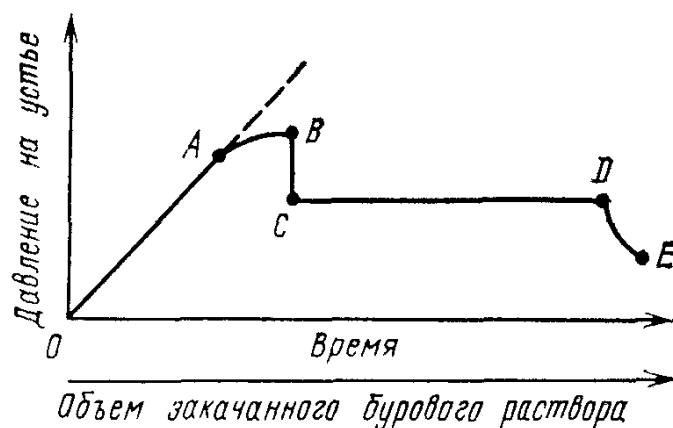


Рис. 9.4. Зависимость давления от времени при продавливании жидкости в пласт (испытание на утечку):

A — давление продавливания жидкости в пласт (утечки); B — давление разрыва пласта; CD — давление распространения трещины; E — статическое давление в скважине при закрытом устье

разрыва пласта. Это давление считается пластовым давлением разрыва.

Испытания проводят в необсаженном интервале скважины ниже контура или промежуточной колонны с применением колонны бурильных труб (рис. 9.3). Скважину заполняют буровым раствором, а затем закрывают универсальный превентор. Насосный агрегат на поверхности, снабженный точными манометрами, закачивает малые порции бурового раствора (0,02—0,04 м³). После каждой закачанной порции регистрируют статическое давление в скважине при закрытом устье и строят графики давление — объем закачанного бурового раствора или давление — время.

На рис. 9.4 представлена упрощенная зависимость давления от времени, в течение которого проводилось испытание на гидроразрыв пласта. До точки A пласт может противостоять созданному давлению (сумма давлений на устье и гидростатического), не подвергаясь разрыву. Участок OA аналогичен упругой зоне графика напряжение — деформация для металлов. В точке A пласт начинает поглощать жидкость, что приводит к нелинейной зависимости давления от времени или объема (линия AB).

В точке B приложенное давление превышает напряжения в стволе, что приводит к разрыву пласта и внезапному падению давления на устье скважины (линия BC). Давление в точке B

соответствует давлению разрыва пласта. Дальнейшее увеличение давления на пласт способствует распространению трещин, созданных давлением разрыва. Давление, необходимое для распространения трещин, называется давлением распространения разрыва, которое значительно меньше давления разрыва. Давление распространения разрыва принимается равным минимальному нормальному напряжению σ_z в предположении, что разрыв вдали от ствола скважины можно осуществить, если значение этого напряжения будет превышено. Точка E показывает мгновенное давление в закрытой скважине после остановки насоса. Это давление называют давлением закрытия трещины, так как оно необходимо, чтобы предупредить закрытие трещины.

Вариантами описанных испытаний являются работы по продавливанию жидкости в пласт или на поглощение, которые прекращают при первом же признаке ухода жидкости в пласт. Такие испытания обычно проводят в необсаженном интервале скважины ниже кондуктора или промежуточной колонны. Испытания осуществляют после того, как пробурено 3—6 м ниже башмака колонны, чтобы определить максимальное давление, которое может выдержать порода в интервале установки башмака до поглощения при бурении лежащего ниже интервала.

В процессе таких работ определяют максимальную плотность бурового раствора, которую можно применять при бурении нижележащих отложений, не подвергая разрыву интервал ниже установки башмака колонны. Давление, при котором жидкость проникает в пласт, зависит от свойств бурового раствора и проницаемости пласта. Таким образом, если в пласте с малой проницаемостью используется буровой раствор, имеющий низкую способность проникновения в породу, то разрыв пласта невозможен и жидкость не поглощается. Чтобы зарегистрировать начало поглощения раствора, прекращают закачивание через равные интервалы времени и записывают статическое давление в скважине при закрытом устье. Кроме того, необходимо регистрировать разность давлений при последующих циклах закачки. Если наблюдается увеличение этой разности, то это указывает на поглощение бурового раствора и, следовательно, надо немедленно прекратить нагнетание. Данные о поглощении бурового раствора пластом необходимо представить в виде графика давление — время (см. рис. 9.4, прямая OA).

Третий вариант испытания с использованием зависимости давление — время проводят в интервале установки башмака колонны, когда в необсаженной скважине создается давление ниже давления поглощения раствора. Испытание проводят, чтобы проверить, может ли интервал ниже установки башмака колонны выдержать максимальную плотность бурового раствора, который будет использован для бурения нижерасположен-

ных отложений. Если применяемый буровой раствор имеет плотность ρ_{m1} , а последующий — плотность ρ_{m2} , то максимальное давление на устье во время испытания интервала установки башмака колонны составляет $(\rho_{m2} - \rho_{m1}) H_6$, где H_6 — глубина опоры башмака колонны, м; ρ_{m1} , ρ_{m2} — плотности бурового раствора, кг/м³.

Пример 9 1. Пусть глубина установки башмака колонны из труб диаметром 244,5 мм составляет 2713 м, а плотность применяемого бурового раствора — 1040 кг/м³. При бурении нижележащего интервала предполагается использовать буровой раствор плотностью 1150 кг/м³.

Давление на устье, которое можно использовать для проверки прочности пласта на разрыв в интервале установки башмака колонны будет составлять $(1150 - 1040) 2713 = 298\,430$ Па. Это давление будет создаваться при закачке небольшими порциями, и если разрыв пласта произойдет при давлении меньше 298 430 Па, то закачку следует остановить, а давление разрыва (сумма давления на устье и гидростатического давления бурового раствора) зарегистрировать. Гидростатическое давление нового бурового раствора должно быть ниже давления разрыва.

Косвенные методы используют для анализа напряжений для расчета градиента разрыва. Ниже рассматриваются наиболее распространенные методы.

Метод Хубберта и Уиллиса [4] предполагает, что гидроразрыв пласта происходит, когда гидростатическое давление превышает сумму минимального эффективного напряжения и пластового давления. Считается, что плоскость разрыва (разрушения) всегда перпендикулярна к минимальному главному напряжению.

Эффективное напряжение определяется как разность общего напряжения и порового давления. Таким образом, минимальное эффективное напряжение

$$\sigma'_3 = \sigma_3 - p_{пл}.$$

Аналогично

$$\sigma'_2 = \sigma_2 - p_{пл}, \quad \sigma'_1 = \sigma_1 - p_{пл}.$$

Для пористой среды разрушение обусловлено только величиной эффективного напряжения, а не общего.

Можно вывести выражение для минимального эффективного главного напряжения, используя давление вышележащих пород и применяя закон Гука. Напряжения в трех главных направлениях определяются по формулам [5]

$$\varepsilon_1 = \frac{\sigma'_1}{E} - \frac{\nu}{E} (\sigma'_2 + \sigma'_3), \quad (9.1)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{\sigma'_2}{E} - \frac{\nu}{E} (\sigma'_1 + \sigma'_3), \quad (9.2)$$

$$\varepsilon_3 = \frac{\sigma'_3}{E} - \frac{\nu}{E} (\sigma'_2 + \sigma'_1), \quad (9.3)$$

где $\epsilon_1, \epsilon_2, \epsilon_3$ — главные деформации; $\sigma'_1, \sigma'_2, \sigma'_3$ — максимальное, промежуточное и минимальное эффективные главные напряжения соответственно; E — модуль Юнга для горной породы; ν — коэффициент Пуассона.

В зонах с незначительной тектонической активностью $\sigma'_2 = \sigma'_3$ и напряжения ϵ_2 и ϵ_3 равны. При создании гидростатического давления горизонтальные деформации ϵ_2 и ϵ_3 практически не изменяются и равны нулю в результате бокового сжатия прилегающих пластов. Подставляя $\epsilon_2 = 0$ в уравнение (9.2) или $\epsilon_3 = 0$ в уравнение (9.3), получим

$$\frac{\sigma'_3}{E} - \frac{\nu}{E} (\sigma'_2 + \sigma'_3) = 0,$$

но $\sigma'_2 = \sigma'_3$,

следовательно,

$$\sigma'_3 = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma'_1. \quad (9.4)$$

Для большинства горных пород коэффициент Пуассона примерно равен 0,25. Подставляя это значение ν в уравнение (9.4), получим

$$\sigma'_3 = \left(\frac{0,25}{1 - 0,25} \right) \sigma'_1,$$

или

$$\sigma'_3 = \frac{1}{3} \sigma'_1. \quad (9.5)$$

В соответствии с методом Хубберта и Уиллиса общее давление нагнетания (или гидроразрыва) FP , требуемое для поддержания трещины открытой и ее распространения, определяется следующим образом:

$$FP = \sigma'_3 + p_{пл}. \quad (9.6)$$

Объединяя уравнения (9.5) и (9.6), получим

$$FP = \sigma'_3 + p_{пл}, \quad (9.7)$$

кроме того, можно записать

$$\sigma'_1 = \sigma_1 - p_{пл},$$

где $\sigma_1 = \sigma_v$ — давление вышележащих пород, откуда

$$\sigma'_1 = \sigma_v - p_{пл}. \quad (9.8)$$

Подставляя уравнение (9.8) в выражение (9.7), получим

$$(FP) = \frac{1}{3} (\sigma_v - p_{пл}) + p_{пл} = \frac{1}{3} \sigma_v + \frac{2}{3} p_{пл}. \quad (9.9)$$

Разделив уравнение (9.9) на глубину H , получаем градиент разрыва

$$FG = \frac{(FP)}{H} = \frac{1}{3} \frac{\sigma_v}{H} + \frac{2}{3} \frac{p_{пл}}{H}. \quad (9.10)$$

Основной недостаток метода Хубберта и Уиллиса — то, что с его помощью определяется более высокий градиент разрыва в пластах с АВПД и более низкий градиент разрыва в пластах с АНПД.

Пример 9.2. Дано пластовое давление на глубине 1524 м, равное 16,9 МПа, и давление вышележащих пород 0,02 МПа/м (определено по данным каротажа объемной плотности). Необходимо определить градиент разрыва пласта на глубине 1524 м.

Из уравнения (9.10) находим

$$FG = \frac{1}{3} 0,02 + \frac{2}{3} \frac{16,9}{1524} = 0,0133 \text{ МПа/м.}$$

Метод Мэтьюза и Келли [6]. Было обнаружено, что закон Хубберта и Уиллиса неприемлем для районов с мягкими породами, например, на северном побережье Мексиканского залива и в северной части Северного моря. Метод Мэтьюза и Келли представляет собой уточнение метода Хубберта и Уиллиса на основе уравнения (9.7):

$$FP = K_i \sigma_1' + p_{пл} = K_i (\sigma_v - p_{пл}) + p_{пл}, \quad (9.11)$$

где K_i — безразмерный коэффициент напряжения для глубины на которой значение σ_1' представляло бы собой нормальное напряжение матрицы.

Значение K_i необходимо устанавливать по фактическим данным гидроразрыва по близлежащим скважинам. Мэтьюз и Келли определяют эффективное напряжение σ_1' как напряжение матрицы.

Использование коэффициента напряжения исключает допущение $\sigma_2 = \sigma_3$, применяемое в методе Хубберта и Уиллиса. Уравнение (9.11) используют в случае, если имеются данные гидроразрыва по близлежащим скважинами, по которым можно построить зависимость эффективного напряжения от глубины (рис. 9.5).

Метод Мэтьюза и Келли заключается в следующем.

1. Допускается нормальное уплотнение, при котором градиенты пластового порового давления и давления вышележащих пород составляют 0,0105 и 0,0226 МПа/м соответственно.

Максимальное эффективное главное напряжение определяется по формуле

$$\sigma_1' = \sigma_v - p_{пл} = 0,0226 - 0,0105 = 0,0121 \text{ МПа/м.}$$

Рис. 9.5. Зависимости эффективного напряжения от глубины, полученные различными методами [7]:

1, 3, 4, 5 — кривые, построенные по данным соответственно Мэтьюза и Келли, Пеннебейкера, Итона, Кристмана, 2 — уточненная кривая Мэтьюза и Келли

2. Определяют эквивалентную глубину H_i , соответствующую допускаемому нормальному уплотнению, т. е. $\sigma_1' = 0,0121 H_i$, откуда

$$H_i = \sigma_1' / 0,0121. \quad (9.12)$$

3. Используя график изменения K_i от глубины для рассматриваемого месторождения, определяют значение K_i , соответствующее H_i .

4. С помощью уравнения (9.11) находят давления раскрытия трещины или градиент разрыва.

Пример 9.3. По данным примера 9.2 и рис. 9.5 (кривая 1) определите давления разрыва и градиент разрыва по методу Мэтьюза и Келли.

Решение. Эквивалентная глубина для нормального уплотнения

$$H_i = \frac{\sigma_1'}{0,0121} = \frac{\sigma_v - p_{пл}}{0,0121} = \frac{1524 \cdot 0,0226 - 16,54}{0,0121} = 1480 \text{ м.}$$

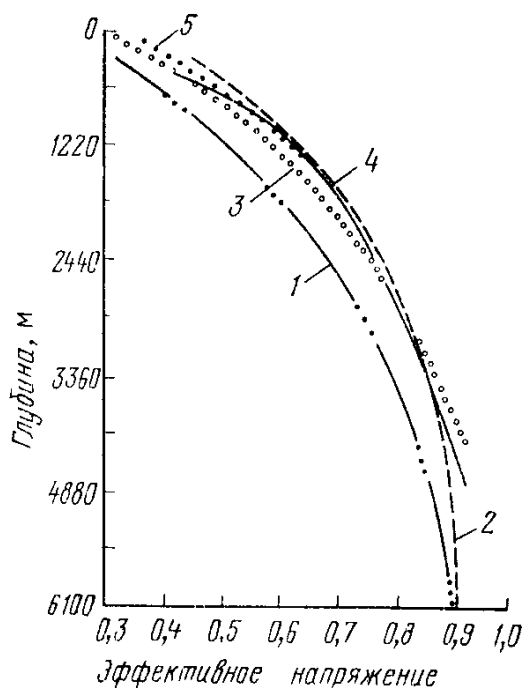
По рис. 9.5 значение K_i , соответствующее глубине 1480 м, составляет 0,55. Отсюда из уравнения (9.11)

$$FP = 0,55(1524 \cdot 0,0226 - 16,54) + 16,54 = 26,386 \text{ МПа.}$$

Градиент разрыва

$$FG = (FP) / 1524 = 26,386 / 1524 = 0,0173 \text{ МПа/м.}$$

Метод Итона [8] наиболее широко распространен в нефтяной промышленности. Он представляет собой вариант метода Хубберта и Уиллиса, в котором допускается, что давление вышележащих пород и коэффициент Пуассона — переменные величины. Коэффициент Пуассона характеризует свойство горной породы изменять свои размеры в направлении, перпендикулярном к приложенному напряжению. Таким образом, учитывается действие напряжений в двух измерениях. Если σ_x — напряжение, приложенное в направлении x , а σ_y — результирующее напряжение в направлении y , то коэффициент Пуассона $\nu = \epsilon_x / \epsilon_y$, где ϵ_x , ϵ_y — деформации от напряжения в направлении x и y . Большинство пород, подвергающихся испытанию в лабораторных условиях, имеют коэффициент Пуассона 0,25—0,3. В про-



мысловых условиях однако порода подвергается гораздо большему воздействию всестороннего (или горного) давления, поэтому коэффициент Пуассона может изменяться от 0,25 (или меньше) до максимального значения 0,5.

Уравнение Итона можно вывести, объединив уравнения (9.4) и (9.6):

$$FP = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_1 + p_{пл} \text{ или}$$

$$FG = \frac{\nu}{1-\nu} \frac{\sigma'_1}{H} + \frac{p_{пл}}{H}.$$

Заменив σ'_1 на $\sigma_v - p_{пл}$, получаем

$$FG = \frac{\nu}{1-\nu} \frac{\sigma_v - p_{пл}}{H} + \frac{p_{пл}}{H}. \quad (9.13)$$

Итон доказал, что коэффициент Пуассона для определенного месторождения должен быть постоянным и может устанавливаться по данным, полученным по скважинам того же месторождения или площади. Преобразуя уравнение (9.13):

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{(FG) - p_{пл}/H}{(\sigma_v - p_{пл})/H},$$

находим коэффициент Пуассона. Затем построим зависимость коэффициента Пуассона от глубины (рис. 9.6).

По методу Итона, градиент разрыва определим следующим образом:

- 1) построим зависимость порового давления от глубины для рассматриваемого месторождения;
- 2) построим зависимость плотности от глубины и преобразуем его в зависимость давления вышележащих пород σ_v от глубины;
- 3) построим зависимость коэффициента Пуассона от глубины;
- 4) вычислим градиент разрыва с помощью уравнения (9.13).

Пример 9.4. Используя данные примера 9.2 и рис. 9.6, определить градиент разрыва на глубине 1524 м по методу Итона.

Решение. Поскольку нет графиков изменения порового давления от глубины и давления вышележащих пород от глубины, предположим, что существует нормальное уплотнение пластов, т. е. $\sigma_v = 0,0226$ МПа/м, или $\sigma_v = 34,45$ МПа на глубине 1524 м.

По рис. 9.6 имеем $\nu = 0,4$ на глубине 1524 м. С помощью уравнения (9.13) находим

$$FG = \frac{0,4}{1-0,4} \frac{34,45 - 16,54}{1524} + \frac{16,54}{1524} = 0,0187 \text{ МПа/м}$$

($p_{пл} = 16,54$ МПа).

Следовательно, $FG = 0,0187$ МПа/м.

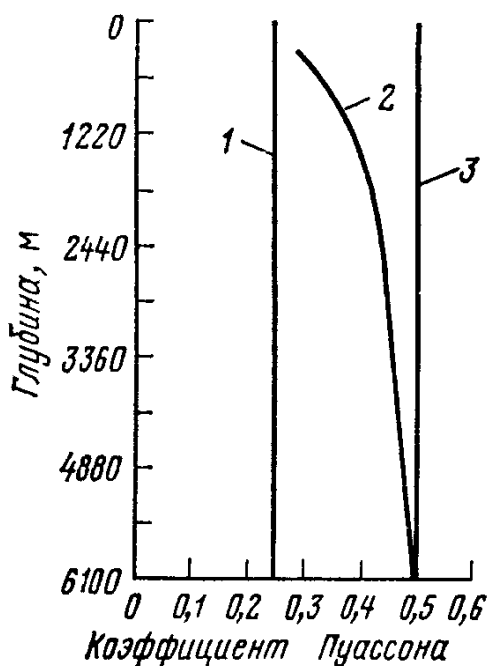


Рис. 9.6. Изменение коэффициента Пуассона с глубиной [8]:

1 — в Западном Техасе при давлении вышележащих пород 0,0226 МПа/м; 2 — на северном побережье Мексиканского залива, 3 — верхний предел

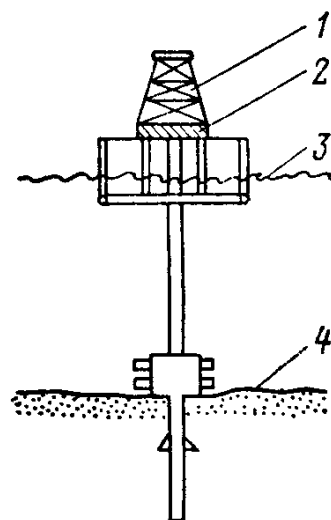


Рис. 9.7. Схема расположения оборудования морской скважины [9]:

1 — вкладыш для ведущей трубы; 2 — восходящий поток бурового раствора; 3 — уровень моря; 4 — линия дна

Метод Кристмана [9] является модификацией метода Итона и предназначен для расчета градиента разрыва на морских месторождениях. В соответствии с этим методом общая глубина равна сумме глубин морской толщи и скважины (рис. 9.7). Плотность воды меньше плотности породы, поэтому градиент разрыва на данной глубине меньше для морской скважины, чем для скважины, пробуренной на суше на той же глубине.

Давление вышележащих пород определяется следующим образом:

$$\sigma_v = 0,4335 \bar{\rho}, \quad (9.14)$$

где $\bar{\rho}$ — средняя объемная плотность,

$$\bar{\rho} = (\rho_v H_v + \rho_p H_{скв}) / H; \quad (9.15)$$

ρ_v — плотность морской воды, $\rho_v = 1020 \text{ кг/м}^3$; H_v — глубина водной толщи; ρ_p — средняя плотность горной породы; H — общая глубина, $H = H_v + H_{скв}$; $H_{скв}$ — глубина ниже линии дна.

Объединив уравнения (9.14) и (9.15), получаем

$$\sigma_v = \frac{0,4335}{H} (\rho_v H_v + \rho_p H_{скв}). \quad (9.16)$$

Градиент разрыва определяется по уравнению

$$FG = F \left(\frac{\sigma_v - p_{пл}}{H} \right) + \frac{p_{пл}}{H}, \quad (9.17)$$

где F — коэффициент соотношения напряжений (может быть рассчитан по данным гидроразрыва).

Градиент разрыва пласта. Знание градиента разрыва пласта FBG имеет важное значение для предупреждения выбросов, когда регулируют статическое давление в скважине при закрытом устье (сумма гидростатического давления флюидов в кольцевом пространстве и статического давления в скважине при закрытом устье CSIP должна быть меньше градиента разрыва пласта у башмака обсадной колонны). Для обеспечения дополнительной безопасности необходимо учитывать давление распространения трещины σ_3 , а не градиент разрыва пласта. В отклоненных от вертикали скважинах и на площадях, на которых σ_3 значительно отличается от σ_2 , рассчитанный градиент разрыва пласта может быть ниже σ_3 .

Если допустить, что нефтяная скважина находится в бесконечной плоскости, то градиент разрыва пласта

$$FBG = 3\sigma_3 - \sigma_2 + T + p_{пл}, \quad (9.18)$$

где T — прочность породы на разрыв; $p_{пл}$ — пластовое давление.

Уравнение (9.18) верно в случае, когда в пласт не проникают какие-либо флюиды. В пористых и проницаемых породах буровой раствор проникает в пласт, изменяя таким образом концентрацию напряжения вокруг ствола скважины. При проникновении жидкости в пласт создается усилие, направленное радиально наружу и уменьшающее концентрацию напряжений на стенках скважины, что облегчает гидроразрыв пласта. Б. Хеймсон и С. Фэйрхест [10] уточнили уравнение (9.18), приняв во внимание проникновение жидкости в пласт, чтобы определить давление разрыва пласта:

$$FBP = \frac{3\sigma_3 - \sigma_2 + T}{2 - \alpha \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right)} + p_{пл}, \quad (9.19)$$

где $\alpha = 1 - C_p/C_{об}$; C_p — сжимаемость скелета породы; $C_{об}$ — объемная сжимаемость породы.

Если $0 \leq \nu \leq 0,5$, то $0,5 \leq \alpha \leq 1$, откуда

$$0 \leq \alpha \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) \leq 1.$$

Б. Хеймсон и С. Фэйрхест [10] определяют давление разрыва пласта как давление начала возникновения трещины. Когда $\alpha(1 - 2\nu)/(1 - \nu) = 1$, уравнение (9.19) обращается в уравнение (9.18) для случая отсутствия проникновения жидкости в пласт.

Когда наблюдается полное проникновение жидкости в пласт, т. е. $\alpha(1-2\nu)/(1-\nu)=0$, уравнение (9.19) определяет давление разрыва пласта

$$FBP = \frac{1}{2} (3\sigma_3 - \sigma_2 + T) + p_{пл}. \quad (9.20)$$

Следовательно, проникновение жидкости в пласт значительно уменьшает величину давления разрыва пласта.

Допустим, что $\sigma_2 = \sigma_3$, тогда уравнение (9.19) можно преобразовать следующим образом:

$$FBP = \frac{2\sigma_3 + T}{2 - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right)} + p_{пл}. \quad (9.21)$$

Кроме того

$$\sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - p_{пл}). \quad (9.22)$$

Подставляя уравнение (9.22) в уравнение (9.18), получаем градиент разрыва пласта для случая, когда проникновение в пласт жидкости отсутствует:

$$FBG = 2 \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - p_{пл}) + T + p_{пл}. \quad (9.23)$$

Когда наблюдается проникновение жидкости в пласт при $\sigma_2 = \sigma_3$, уравнение (9.19) определяет давление разрыва пласта:

$$FBP = 2\nu \frac{\sigma_v - p_{пл} + 0,5 \frac{1-\nu}{\nu}}{2(1-\nu) - \alpha(1-2\nu)} + p_{пл}. \quad (9.24)$$

ВЛИЯНИЕ ОТКЛОНЕНИЯ СКВАЖИНЫ ОТ ВЕРТИКАЛИ

Предыдущие уравнения выводились для условий вертикальных скважин, в которых вертикальное главное напряжение не влияло на величину давления разрыва. Если скважина отклонена от вертикали, то давление вышележащих пород влияет на давление разрыва, уменьшая градиент разрыва.

Градиент разрыва для наклонных скважин находят по следующей формуле [11]:

$$FBG = 3\sigma_3 - \sigma_2 \cos^2 \theta - \sigma_1 \sin^2 \theta + T + p_{пл}, \quad (9.25)$$

где θ — угол отклонения от вертикали.

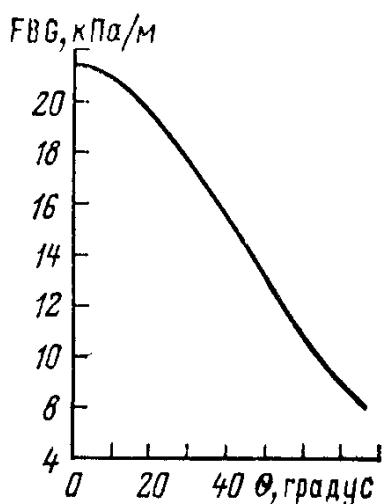


Рис. 9.8. Зависимость градиента разрыва пласта от угла наклона скважины

Когда $\sigma_3 = \sigma_2$, уравнение (9.25) сводится к следующему:

$$FBG = \sigma_3 (3 - \cos^2 \theta) - \sigma_1 \sin^2 \theta + T + p_{пл}. \quad (9.26)$$

На рис. 9.8 представлена зависимость градиента разрыва пласта от угла отклонения в пределах $0-80^\circ$.

ВЫБОР ИНТЕРВАЛА УСТАНОВКИ БАШМАКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Значение порового давления и градиента разрыва играет важную роль при выборе интервала установки башмака колонны, что позволяет пробурить следующий интервал скважины, избежав гидроразрыва пласта. С целью правильного выбора опоры для башмака колонны совместно используют поровое давление, плотность бурового раствора и градиент разрыва.

Приведенный ниже пример демонстрирует метод выбора опоры для башмака обсадной колонны.

Пример 9.5. С помощью данных в графах 1 и 2 табл. 9.1 рассчитать градиент разрыва на различных глубинах, применяя уравнение (9.13), и выбрать интервал для башмака колонны ($v=0,4$).

Для заполнения граф 3—6 табл. 9.1 необходимо выполнить следующее:

1) требуемое гидростатическое давление бурового раствора принять равным поровому давлению 1,378 МПа (избыточное давление), при этом можно использовать любое приемлемое значение избыточного давления;

2) рассчитать поровое давление и градиенты давления бурового раствора, разделив поровое давление и давление бурового раствора на глубину;

К РАСЧЕТУ ПРИМЕРА 9.4

ТАБЛИЦА 9.1

Глубина ниже уровня моря, м	Поровое давление, МПа	Давление буро- вого раствора (поровое давление + 1,378), МПа	Градиент, Па/м		
			порового давления	давления бурового раствора	разрыва
914	9,28	10,66	9 944	11 526	18 306
1 524	17,22	18,60	11 074	11 978	18 758
2 530	28,59	29,97	11 074	11 526	18 758
2 590	31,66	33,04	11 978	12 430	18 984
2 743	42,07	43,45	14 916	15 594	20 114
2 896	47,87	49,25	16 272	16 724	20 566
3 048	54,83	56,21	17 628	18 080	21 018
3 353	71,50	72,88	20 792	21 244	21 922

3) вычислить градиент разрыва по формуле (9.13), которая при $\nu=0,4$ приобретает вид

$$FG = \frac{2}{3} \left(\frac{\sigma_v - p_{пл}}{H} \right) + \frac{p_{пл}}{H},$$

или

$$FG = \frac{2}{3} \left(\frac{\sigma_v}{H} - \frac{p_{пл}}{H} \right) + \frac{p_{пл}}{H},$$

где $p_{пл}/H$ — градиент порового давления.

Принимая $\sigma_v/H=0,0226$ МПа/м и используя данные табл. 9.1, рассчитаем градиент разрыва на глубине 1524 м

$$FG = \frac{2}{3} (22\,600 - 11\,074) + 11\,074 = 18\,758 \text{ Па/м.}$$

Аналогично проведем расчет на других глубинах (см. табл. 9.1).

Глубину установки башмака обсадной колонны выбирают следующим образом.

1. На миллиметровой бумаге наносят значения градиента порового давления, градиента давления бурового раствора и градиента разрыва в зависимости от глубины (рис. 9.9).

2. Начиная с общей глубины скважины (3353 м), проводят вертикальную линию через значение градиента бурового раствора до пересечения с линией градиента разрыва. В примере 9.5 градиент бурового раствора на окончательной глубине составляет 21 244 Па/м, а вертикальная линия, проходящая через

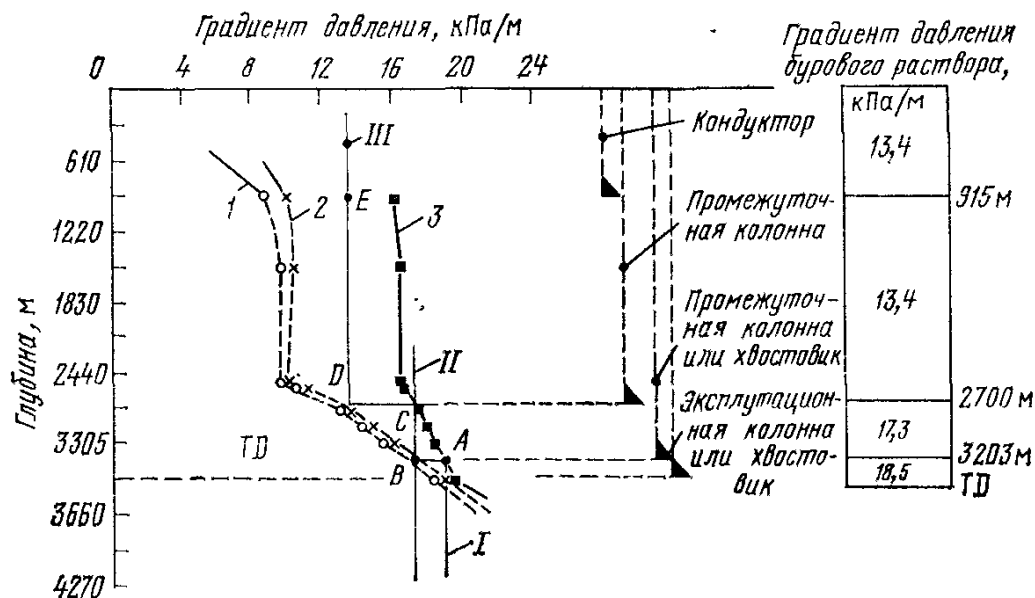


Рис. 9.9. Выбор глубины установки башмака обсадной колонны (см. пример 9.4):

1, 2, 3 — кривые градиентов порового давления, бурового раствора и разрыва соответственно; I, II, III — номера прямых

него (прямая *I* на рис. 9.9), пересекает линию градиента разрыва на глубине 3200 м (точка *A* на рис. 9.9). Выше 3200 м градиент бурового раствора (21 244 Па/м) будет превышать градиент разрыва, поэтому необходимо уменьшить плотность бурового раствора. В интервале 3200—3353 м ствол скважины должен быть обсажен хвостовиком (эксплуатационным) либо эксплуатационной обсадной колонной.

3. Выше 3200 м скважину следует бурить с применением бурового раствора при градиенте меньшем 21 244 Па/м. Новый градиент бурового раствора устанавливают при проведении горизонтальной прямой из точки *A* к линии градиента бурового раствора. Точка *B* на рис. 9.9 определяет новое значение градиента бурового раствора — 19 888 Па/м. Перемещаются по вертикали из точки *B* до тех пор, пока линия градиента разрыва не пересечется на глубине 2697 м в точке *C*. Точка *C* определяет максимальную глубину бурения, прежде чем будет использован новый градиент бурового раствора 19 888 Па/м. Отсюда следует, что между точками *B* и *C* необходимо применить промежуточную колонну-хвостовик, которая может быть установлена в точке *B*.

Из точки *C* перемещаются в горизонтальном направлении к линии градиента бурового раствора к точке *D*, где этот градиент составляет 15 368 Па/м. Вертикальная прямая из точки *D* показывает, что скважина может буриться при градиенте бурового раствора 15 368 Па/м до устья без разрыва пласта.

Предлагаемые типы обсадных труб на соответствующих глубинах представлены на рис. 9.9.

Список литературы

1. Snyder R., Suman G. World Oil's Handbook of High Pressure Well Completions.— World Oil, 1978, 1979.
2. Schlumberger. Log Interpretation Principles. Vol. 1. Schlumberger Publications, 1972, vol. 1.
3. Fertl W. H. Abnormal Formation Pressures.— Elsevier, Amsterdam, 1976.
4. Hubbert M., Willis D. Mechanics of hydraulic fracturing, 1957.
5. Benham P., Warnock F. Mechanics of Solids and Structures.— Pitman, London, 1973.
6. Matthews W., Kelly J. How to predict formation pressure and fracture gradient.— Oil and Gas Journal of Petroleum, 1967, 92—106.
7. Pilkington P. E. Fracture gradients.— Journal of Petroleum Engineer, 1978, May, 138—148.
8. Eaton B. A. Fracture gradient estimates in tertiary basins.— Petroleum Engineer, 1969, May, 138—148.
9. Christman S. A. Offshore fracture gradients.— Journal of Petroleum Technology, 1973, August. 910—914.
10. Haimson B., Fairhurst C. Initiation and extension of hydraulic in rocks.— Society of Petroleum Engineers Journal, 1967, September, 310—311.
11. Bradley W. B. Failure of inclined boreholes.— Transactions of the ASME, 1979, December, 101, 232—239.

НАЗНАЧЕНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Обсадная колонна выполняет следующие функции:

сохраняет устойчивость ствола скважины в неустойчивых или трещиноватых породах (если оставить скважину необсаженной, то породы могут обрушиться и возникает необходимость повторного бурения скважины);

изолирует проницаемые горизонты с различными видами флюидов и давлениями, предотвращая загрязнение продуктивной зоны (это достигается за счет цементирования и установки обсадной колонны, таким образом, добыча может вестись из какой-то определенной зоны);

предотвращает загрязнение поверхностных пресноводных зон;

обеспечивает подачу на поверхность углеводородных флюидов (добыча нефти осуществляется с помощью специальных насосно-компрессорных труб, которые спускают в обсадную колонну);

обеспечивает соединение с устьевым оборудованием (фонтанная арматура). Обсадная колонна служит для соединения с противовыбросовым оборудованием (ПВО), используемым для контроля за давлением в скважине в процессе бурения;

обеспечивает необходимый диаметр и глубину скважины с целью спуска оборудования для испытания и заканчивания.

ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Практически намного дешевле бурить скважину одного диаметра на проектную глубину, используя долото малого диаметра, а затем обсаживать скважину от устья до конечной глубины. При наличии различных зон высокого давления на разных глубинах вдоль ствола скважины и неустойчивых, рыхлых пород или зон осыпающихся сланцев возникает необходимость спуска обсадной колонны для изоляции этих зон и продолжения бурения на проектную глубину. С этой целью спускают обсадные трубы разного диаметра для различных участков скважины; трубы большого диаметра спускают первыми, за ними следует одна или несколько промежуточных колонн и затем колонна малого диаметра, используемая при добыче. В разных районах мира применяют множество различных сочетаний диаметров обсадных труб. В этой главе рассматриваются

сочетания труб, используемые при бурении в Северном море и на Ближнем Востоке.

Ниже приводятся широко используемые в настоящее время типы обсадных колонн.

НАПРАВЛЕНИЕ I

Направление I (или морской кондуктор, устанавливаемый при бурении с морского основания) применяют для предотвращения вымывания рыхлых пород, залегающих близко к поверхности, а также для обеспечения циркуляции бурового раствора и укрепления основания, на которое установлена буровая вышка. Эта труба не соединена с каким-либо устьевым оборудованием и может вбиваться в землю копром для забивки свай. Обычный диаметр такой трубы изменяется в пределах 660—1067 мм.

НАПРАВЛЕНИЕ II

Направление II устанавливают на небольшой глубине с целью укрепления рыхлых пород, залегающих близко к поверхности, изоляции водоносных зон на малой глубине, предотвращения газопроявлений и обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора для защиты оснований морской платформы (в морском бурении). На этой трубе установлен один или несколько превенторов или система ПВО, если используется направление на малой длине. На Ближнем Востоке диаметр направляющей трубы составляет 473 или 508 мм. В разведочные скважины Северного моря спускают направляющие трубы диаметром 762 мм. Направляющую трубу цементируют до устья и используют как опору при соединении колонн и устьевого оборудования или срезают на уровне пола буровой после установки кондуктора.

КОНДУКТОР

Кондуктор применяют для предотвращения обвала неустойчивых пород, залегающих на малых глубинах. Эту обсадную колонну устанавливают и в устойчивых породах, например, в твердых известняках, что препятствует размыву породы у башмака обсадной колонны под действием высоких гидростатических давлений. Кондуктор служит для обеспечения защиты при выбросах на малых глубинах в процессе бурения, так как на нем установлено ПВО. Глубину установки колонны выбирают с учетом наличия неустойчивых пластов, зон поглощений бурового раствора, водоносных песков, зон залегающих углеводородов и участков наклонно направленных скважин, где

происходит увеличение зенитного угла. Типичный диаметр этой обсадной колонны — 340 мм на Ближнем Востоке и 473 или 508 мм при бурении в Северном море.

ПРОМЕЖУТОЧНАЯ КОЛОННА

Промежуточную колонну обычно устанавливают в переходной зоне, ниже или выше зоны аномального давления или спускают для изоляции зон интенсивного поглощения бурового раствора и защиты интервалов неустойчивых пластов, например соли. Для предотвращения сообщения между углеводородными и верхними водоносными зонами должно быть обеспечено качественное цементирование этой обсадной колонны. Для цементирования промежуточной колонны большой длины можно использовать метод многоступенчатого цементирования. Наиболее распространенный диаметр этой обсадной колонны — 244,5 мм.

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА

Эксплуатационная колонна является последней обсадной колонной. Она устанавливается для изоляции продуктивных зон и добычи пластовых флюидов, обеспечивая селективную добычу при одновременной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов. С помощью этой колонны проводится заканчивание скважины. Обычный ее диаметр — 177,8 мм.

ХВОСТОВИК

Хвостовик — это потайная обсадная колонна, не доходящая до устья. Хвостовики подвешивают на промежуточной колонне с помощью устройства, состоящего из пакера и скользящих клиновых плашек и называемого подвеской хвостовика. При заканчивании скважины с хвостовиком эту колонну вместе с промежуточной используют как эксплуатационную. Поскольку хвостовик устанавливается на забое и подвешен на промежуточной колонне, то основной критерий расчета — способность противостоять максимальному сминающему давлению.

Преимущества хвостовика следующие:

сокращение общих материальных затрат и времени на спуск и цементирование эксплуатационной колонны;

уменьшение числа обсадных труб малого диаметра, что позволяет осуществлять заканчивание при НКТ большего диаметра.

Недостатки хвостовика:

возможная негерметичность в подвеске хвостовика;

затруднения, возникающие при первичном цементировании вследствие малых кольцевых зазоров между хвостовиком и скважиной.

Типы хвостовиков

При бурении хвостовики применяют для изоляции зон поглощения или аномально высоких давлений, что позволяет продолжать бурение на большую глубину.

Эксплуатационные хвостовики используют вместо обсадной колонны на всю глубину скважины зон нагнетания.

Хвостовик для наращивания — это секция обсадной колонны, устанавливаемая от верхней части до устья или колонной головки.

Изолирующий хвостовик — секция обсадной колонны, достигающая устья. Он применяется для ремонта повреждений обсадной колонны. Обычно этот хвостовик герметизируется пакерами в верхней и нижней частях и в некоторых случаях цементируется полностью.

Изолирующий хвостовик для наращивания — это секция обсадной колонны, присоединяемая к верхней части, но не достигающая устья. Такой хвостовик цементируют полностью.

ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Прочностные характеристики обсадных труб обычно определяются пределом текучести для тела трубы и соединения, сминающей нагрузкой, сопротивлением на разрыв для трубы без соединений и для соединения.

ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ

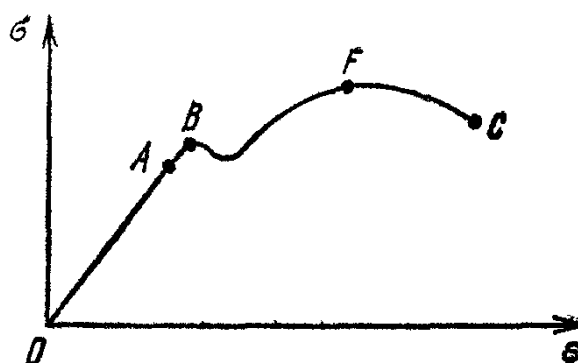
Если образец металла, например стали, подвергается сжатию или растяжению, то наблюдается соответственно уменьшение или увеличение длины этого образца. Зависимость деформации растяжения (или сжатия) от увеличения нагрузки представлена на рис. 10.1.

До определенной величины повышение нагрузки сопровождается пропорциональным увеличением длины в соответствии с законом Гука

$$\sigma = E\varepsilon, \quad (10.1)$$

где σ — приложенное напряжение (равно отношению нагрузки к площади поперечного сечения); E — модуль Юнга; ε — относительная деформация (равно отношению удлинения к первоначальной длине).

Рис. 10.1. Зависимость растягивающей нагрузки от удлинения для металлов



Закон Гука применим только в начальной части графика, называемой упругой зоной, по линии OA (см. рис. 10.1). Точка B на графике σ — ϵ , в которой закон Гука несправедлив, отмечает переход от упругости к пластичности. В пластической части возникает текучесть металла, результатом которой является постоянная деформация и потеря прочности металла. Точка B определяет предел текучести материала. До точки A нагрузка не приводит к разрушению внутренней структуры. Устранение нагрузки приводит к восстановлению первоначальной длины и формы образца.

При дальнейшем повышении нагрузки (за точкой A) изменяется внутренняя структура материала и происходит потеря прочности. Первоначальная форма и длина образца не восстанавливаются при устранении нагрузки. По этой причине важно не превышать предела текучести обсадных труб во время спуска, цементирования и проведения операций по эксплуатации, чтобы предотвратить возможное повреждение колонны. Отношение между растягивающим усилием и относительной деформацией вдоль прямой OA определяет модуль Юнга. Другие важные характеристики на графике σ — ϵ показаны на рис. 10.1: точка C соответствует прочности на разрыв, точка F — пределу прочности.

Предел прочности принято измерять в кН.

По определению АНИ предел текучести — это напряжение растяжения, необходимое для получения общего удлинения 0,5 % нормальной длины образца, определенной по экстензометру [1].

Самые распространенные типы соединений обсадных труб — резьба на обоих концах и муфта на одном конце. Прочность муфты может быть выше или ниже предела текучести основного корпуса трубного соединения. Поэтому фирмы-изготовители указывают прочность тела трубы и ее муфты, что можно использовать при расчетах конструкции обсадной колонны. Существуют безмуфтовые обсадные трубы, в которых резьба нарезается на высаженных внутрь-наружу концах трубы.

СМИНАЮЩАЯ НАГРУЗКА

Сминающая нагрузка определяется как максимальное наружное давление, необходимое для смятия образца обсадной трубы. Методика определения прочности на смятие обсадной колонны подробно изложена в бюллетене АНИ [2].

На практике существуют два типа разрушения: упругое и пластичное. При упругом смятии образец разрушается, не успев деформироваться, а при пластичном смятии сначала отмечается деформация, а затем разрушение образца.

Упругое смятие. Давление упругого смятия можно определить по формуле

$$p_c = \frac{2E}{1 - \nu^2} \frac{1}{\frac{D}{t} \left(\frac{D}{t} - 1 \right)^2}, \quad (10.2)$$

где E — модуль Юнга для стали; ν — коэффициент Пуассона; t — толщина стенок обсадных труб; D — наружный диаметр обсадной трубы.

Уравнение 10.2 применимо для значений, определенных табл. 10.1.

Пластическое смятие. Минимальное давление пластического смятия можно рассчитать из следующего уравнения:

$$p_n = Y \left(\frac{A}{D/t} - B \right) - C, \quad (10.3)$$

где A , B , C — константы, зависящие от используемой марки стали; Y — предел текучести.

ТАБЛИЦА 10.1

ПРЕДЕЛ ЗНАЧЕНИЙ D/t ДЛЯ УПРУГОГО СМЯТИЯ ТРУБ [2]

Марка стали труб	Предел значений D/t	Марка стали труб	Предел значений D/t
H-40	$\geq 42,70$	P-110	$\geq 26,20$
H-50*	$\geq 38,83$	-120*	$\geq 25,01$
J-K-55, D	$\geq 37,20$	-125	$\geq 24,53$
-60	$\geq 35,73$	-130*	$\geq 23,94$
-70*	$\geq 33,17$	-135	$\geq 23,42$
C-75, E	$\geq 32,05$	-140	$\geq 23,00$
L-80, N-80	$\geq 31,05$	-150	$\geq 22,12$
-90*	$\geq 29,18$	-155*	$\geq 21,70$
C-95	$\geq 28,25$	-160*	$\geq 21,32$
-100*	$\geq 27,60$	-170	$\geq 20,59$
P-105	$\geq 26,88$	-180*	$\geq 19,93$

* Марки стали не принадлежат стандарту АНИ, но рассматриваются с целью возможного использования и представлены для ознакомления.

ТАБЛИЦА 10.2

КОЭФФИЦИЕНТЫ ДЛЯ ФОРМУЛ И ПРЕДЕЛЫ ЗНАЧЕНИЙ D/t
ДЛЯ ПЛАСТИЧНОГО СМЯТИЯ (2)

Марка стали труб	Коэффициент			Предел значений D/t
	A	B	C	
H-40	2,950	0,0463	755	16,44—26,62
-50*	2,976	0,0515	1056	15,24—25,63
J-K-55, D	2,990	0,541	1205	14,80—24,99
J-K-60*	3,005	0,566	1356	14,44—24,42
-70*	3,037	0,0617	1656	13,85—23,38
C-75, E	3,060	0,0642	1805	13,67—23,09
L-80, N-80	3,070	0,0667	1955	13,38—22,46
N-90*	3,106	0,0718	2254	13,01—21,69
C-95	3,125	0,0745	2405	12,83—21,21
-100*	3,143	0,0768	2553	12,70—21,00
P-105	3,162	0,0795	2700	12,56—20,66
P-110	3,180	0,0820	2855	12,42—20,29
-120*	3,219	0,0870	3151	12,21—19,88
-125	3,240	0,0895	3300	12,12—19,65
-130*	3,258	0,0920	3451	12,02—19,40
-135	3,280	0,0945	3600	11,90—19,14
-140	3,295	0,0970	3750	11,83—18,95
-150	3,335	0,1020	4055	11,67—18,57
-155*	3,356	0,1047	4204	11,59—18,37
-160	3,375	0,1072	4356	11,52—18,19
-170	3,413	0,1123	4660	11,37—18,45
-180*	3,449	0,1173	4966	11,23—17,47

* Марки стали не принадлежат стандарту АНИ, но рассматриваются с целью возможного использования и представлены для ознакомления.

Уравнение (10.3) справедливо для значений D/t , определенных в табл. 10.2.

Сначала следует определить соотношение D/t , и если оно входит в ряд, представленный в табл. 10.2, то уравнение (10.3) применимо, а значения A , B , C могут быть взяты из таблицы.

Давление смятия в переходной зоне. Характер смятия стали в переходной зоне между эластичным и пластичным повреждением описывается следующей формулой:

$$p_{\text{пер}} = 6,89 \cdot 10^3 Y \left(\frac{F}{D/t} - G \right), \quad (10.4)$$

где F , G — константы, определяемые по формулам

$$F = \frac{46,95 \cdot 10^6 \left(\frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^3}{Y \left(\frac{3B/A}{2 + B/A} - \frac{B}{A} \right) \left(1 - \frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^2},$$

$$G = BF/A.$$

ТАБЛИЦА 10.3

КОЭФФИЦИЕНТЫ ДЛЯ ФОРМУЛ И ПРЕДЕЛ ЗНАЧЕНИЙ D/t
ДЛЯ СМЯТИЯ В ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЕ [2]

Марка стали труб	Коэффициент		Предел значений D/t
	F	G	
H-40	2,047	0,03125	26,62—42,70
-50*	2,003	0,0347	25,63—38,83
J-K-55, D	1,990	0,0360	24,99—37,20
-60*	1,983	0,0373	24,42—35,73
-70*	1,984	0,0403	23,38—33,17
C-75, E	1,985	0,0417	23,09—32,05
L-80, N-80	1,998	0,0434	22,46—31,05
-90*	2,017	0,0466	21,69—29,18
C-95	2,047	0,0490	21,21—28,25
-100*	2,040	0,0499	21,00—27,60
P-105	2,052	0,0515	20,66—26,88
P-110	2,057	0,0535	20,29—26,20
-120*	2,092	0,0565	19,88—25,01
-125	2,102	0,0580	19,65—24,53
-130*	2,119	0,0599	19,40—23,94
-135	2,129	0,0613	19,14—23,42
-140	2,142	0,0630	18,95—23,00
-150	2,170	0,0663	18,57—22,12
-155*	2,188	0,06825	18,37—21,70
-160*	2,202	0,0700	18,19—21,32
-170	2,123	0,0698	18,4—20,59
-180*	2,261	0,0769	17,47—19,93

* Марки стали не принадлежат АНИ, но используются, или рассматриваются с целью возможного использования и представлены для ознакомления.

Предел значений соотношения D/t , а также F и G , используемые в уравнении (10.4), представлены в табл. 10.3.

СОПРОТИВЛЕНИЕ НА РАЗРЫВ (ИЛИ ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ), ПРИ КОТОРОМ НАПРЯЖЕНИЯ В ТЕЛЕ ТРУБЫ ДОСТИГАЮТ ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ

Сопротивление на разрыв определяется как максимальное внутреннее давление, необходимое для того, чтобы вызвать текучесть стали. Минимальное давление разрыва для обсадной колонны рассчитывается по формуле Барлоу:

$$p = 0,875 \frac{2Yt}{D}. \quad (10.5)$$

Уравнение (10.5) определяет величину сопротивления на разрыв для минимального предела текучести металла стенки трубы, составляющего 87,5 %, при отклонении толщины стенок 12,5 % вследствие дефектов заводского изготовления.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Обсадные трубы характеризуют следующими параметрами: наружным диаметром и толщиной стенок, весом единицы длины, типом соединений, длиной муфтового соединения и маркой стали.

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР И ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ

Выше отмечалось, что в разные участки скважины спускают обсадные трубы различных диаметров для успешного бурения скважины на проектную глубину. Поскольку давления меняются по интервалам скважины, то можно устанавливать обсадную колонну с одинаковым наружным диаметром, но с разной толщиной стенок или с различными прочностными характеристиками (т. е. маркой стали). Таким образом, обсадные трубы из высокопрочной стали или толстостенные необходимо размещать в интервалах с высокими давлениями или вблизи устья, где действуют большие растягивающие усилия. Такое расположение будет наиболее экономичным при выборе обсадной колонны.

ВЕС ЕДИНИЦЫ ДЛИНЫ ТРУБ

АНИ определяет три типа веса для обсадной колонны: номинальный вес, вес гладкой трубы, вес соединения с резьбой и муфтой.

Номинальный вес. Понятие «номинальный вес» (выражается в Н/м) используют для обозначения типов обсадных труб при их заказе. Номинальный вес не является типичным и обычно основан на расчетах теоретического веса 1 м трубы с резьбой и муфтой.

Номинальный вес (Н/м) рассчитывают по формуле

$$W_n = 0,24 (D - t) t + 1,635 \cdot 10^{-3} D^2, \quad (10.6)$$

где D — наружный диаметр, мм; t — толщина стенки, мм.

Вес обсадной трубы, необходимый при проектировании, представляет собой номинальный вес (табл. 10.4).

Вес гладкой трубы. Это вес трубы без резьбы и муфты. Вес (Н/м) гладкой трубы можно рассчитать, используя формулу, взятую из стандартов АНИ (бюллетень 5С3):

$$W_{г\tau} = 0,24 (D - t) t. \quad (10.7)$$

Вес обсадной трубы с резьбой и муфтой. Это средний вес трубы, включающий резьбу на обоих концах и муфту на одном конце. Такой вес (Н/м) рассчитывают по формуле

$$W = [6,1 - 1,058 \cdot 10^{-2} (N_d + 2j)] W_{г\tau}, \quad (10.8)$$

где N_d — длина муфты, м; J — расстояние от конца трубы до центра муфты при механической затяжке, м.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДИАМЕ

Наружный диаметр D , мм	Номинальный вес трубы, с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Размеры трубы, мм		Труба с резьбой и муфтой		Прочность на смятие p_c , МПа	Предел текучести тела трубы R_u , кН
			Толщина стенок t	Внутренний диаметр d	Проходной диаметр, мм	Наружный диаметр nominalной муфты W , мм		
508,0	140	J-55	11,13	485,7	480,97	533,4	3,6	6 583
	159	J-55	12,70	482,6	477,82	533,4	5,3	7 495
	198	J-55	16,13	475,7	470,97	533,4	10,3	9 452
	140	K-55	11,13	485,7	480,97	533,4	3,6	6 583
	159	K-55	12,70	482,6	477,82	533,4	5,3	7 495
	198	K-55	16,13	475,7	470,97	533,4	10,3	9 452
	198	C-75	16,13	475,7	470,97	533,4	11,0	12 886
	252	C-75	20,62	466,7	461,98	533,4	20,1	16 329
	198	L-80	16,13	475,7	470,97	533,4	11,0	13 749
	252	L-80	20,62	466,7	461,98	533,4	20,8	17 419
	159	N-80	12,70	482,6	477,82	533,4	5,3	10 898
	198*	N-80	16,13	475,7	470,97	533,4	11,0	13 749
	252*	N-80	20,62	466,7	461,98	533,4	20,8	17 419
	198*	C-95	16,13	475,7	470,97	533,4	11,0	16 325
	252*	C-95	20,62	466,7	461,98	533,4	22,3	20 684
546,1	171*	J-55	12,70	520,7	515,92	571,5	4,3	8 069
	210*	J-55	15,88	514,3	509,57	571,5	8,3	10 026
	171*	K-55	12,70	520,7	515,92	571,5	4,3	8 069
	210*	K-55	15,88	514,3	509,57	571,5	8,3	10 026
	171*	N-80	12,70	520,7	515,92	571,5	4,3	11 739
622,3	210*	N-80	15,88	514,3	509,57	571,5	8,4	14 586
	209*	J-55	13,50	595,3	587,78	647,7	3,4	9 782
	209*	K-55	13,50	595,3	587,78	647,7	3,4	9 782
	209*	N-80	13,50	595,3	590,55	647,7	3,4	14 230

* Не соответствует стандартам АНИ.

ТИПЫ МУФТ И РЕЗЬБ

Муфта — короткая часть обсадной колонны, применяемая для соединения двух обсадных труб. На обоих концах трубного соединения выполнена наружная резьба. В соответствии со стандартами АНИ муфта должна быть изготовлена из той же марки стали, что и тело трубы.

Обсадные трубы и муфты определяют по типу резьбы (или соединения), выполненной на трубе или на муфте. АНИ [4] оп-

ТРАМИ 508, 546,1 И 622,3 ММ [3]

Минимальное внутреннее давление, при котором напряжения достигают предела текучести, p_a , МПа					Прочность соединения труб (замка) P_j , кН			
Трубы с гладкими концами, или типа «Экстрем-Лайн»	Закругленная резьба		Резьба «Батресс (BDS) Омега»		С резьбой и муфтой			
	Короткая	Длинная	Нормальная муфта из стали		Закругленная резьба		«Батресс (BDS) Омега»	
			той же марки	более прочной	Короткая	Длинная	Нормальная муфта из стали	
							той же марки	более прочной марки
14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	3 487	4 035	6 236	6 236
16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	4 061	4 702	7 099	7 099
21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	5 302	6 139	8 950	8 950
14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	3 665	4 248	6 579	6 579
16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	4 270	4 951	7 486	7 486
21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	5 574	6 463	9 444	9 444
28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	7 135	8 260	12 028	12 028
36,7	30,3	33,0	31,8	31,8	9 288	10 756	15 240	15 240
30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	7 526	8 710	12 673	12 673
39,2	32,3	34,4	33,9	39,2	9 795	11 339	16 058	16 058
24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	5 814	6 734	10 146	10 146
30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	7 593	8 790	12 798	12 798
39,2	32,3	34,4	33,9	39,2	9 884	11 445	16 214	16 214
36,4	36,4	36,4	36,4	36,4	8 830	10 213	14 857	14 857
46,5	38,4	40,9	40,3	46,5	11 494	13 300	18 327	18 825
15,4	15,4	15,4	—	—	4 186	4 871	—	—
19,3	19,3	19,3	—	—	5 373	6 254	—	—
15,4	15,4	15,4	—	—	4 390	5 120	—	—
19,3	19,3	19,3	—	—	5 636	6 570	—	—
22,5	22,5	22,5	—	—	5 996	6 970	—	—
28,1	28,1	28,1	—	—	7 700	8 950	—	—
14,4	14,4	14,4	—	—	4 724	5 557	—	—
14,4	14,4	14,4	14,4	—	4 938	5 809	8 330	—
20,9	20,9	20,9	20,9	—	6 775	7 949	12 393	—

ределяет следующие основные элементы резьбы (рис. 10.2—10.5): высоту профиля резьбы, т. е. расстояние между вершиной и впадиной профиля резьбы; шаг резьбы — расстояние от одной точки витка резьбы до точки, соответствующей ей на соседнем витке резьбы, измеряемое параллельно оси резьбы; конусность, определяемая как изменение диаметра резьбы, выраженное в мм/м; форму резьбы. Большая часть резьб обсадных труб — прямоугольная и треугольная (V-образная) резьбы.

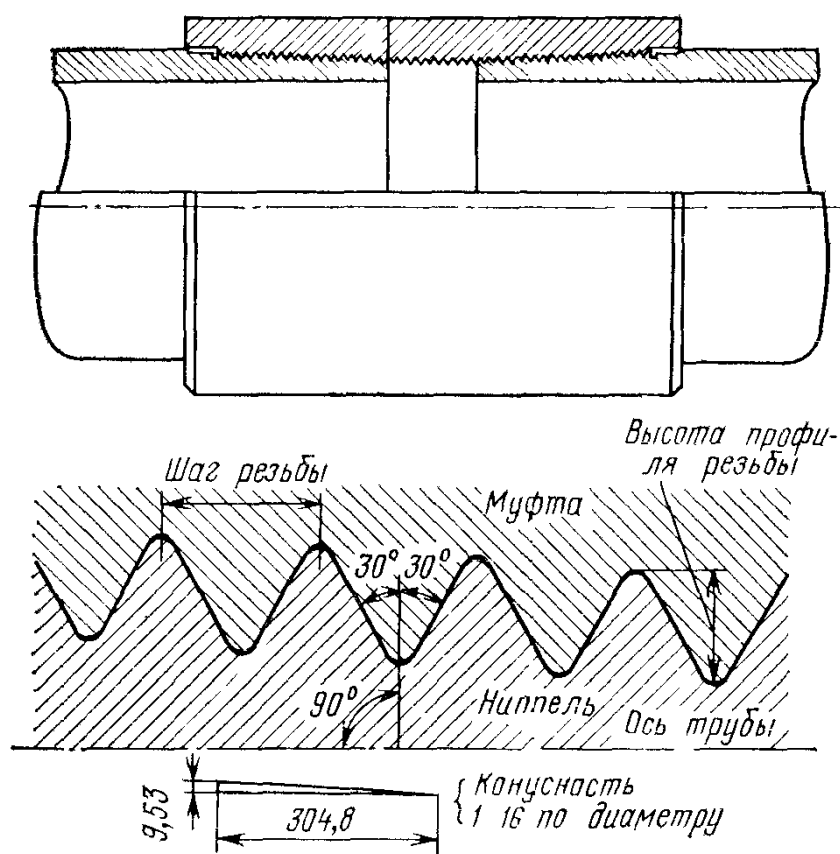


Рис. 10.2 Профиль резьбы обсадных труб и НКТ (представлено АНИ)

Ниже описываются наиболее широко используемые соединения.

1. *Резьба округленного профиля АНИ 8.* Это резьба треугольного типа с углом профиля 60° , восемью нитками на 25,4 мм и конусностью 0,0625 (см. рис. 10.2). Вершина и впадина профиля закруглены по дуге окружности. Обсадная труба имеет нарезку резьбы округленного профиля АНИ 8 на невысаженных концах трубы, а отдельные трубы соединены при помощи муфты с внутренней резьбой. Муфты с резьбой округленного профиля АНИ бывают двух типов: с укороченной (STC) и удлиненной (LTC) резьбами. Эти муфты слабее тела трубы, причем муфты с удлиненной резьбой способны передавать более высокие осевые нагрузки.

2. *Трапецеидальная резьба типа «Батресс».* На рис. 10.3 показаны сечения соединения с трапецеидальной резьбой и профиль резьбы. Трапецеидальная резьба способна передавать более высокие осевые нагрузки, чем резьба округленного профиля АНИ 8, и характеризуется конической формой вершин и впадин профиля для обсадных труб с наружным диаметром 340 мм и менее и плоскими вершинами и впадинами для обсадных труб с наружным диаметром 406 мм и более. Для улучшения

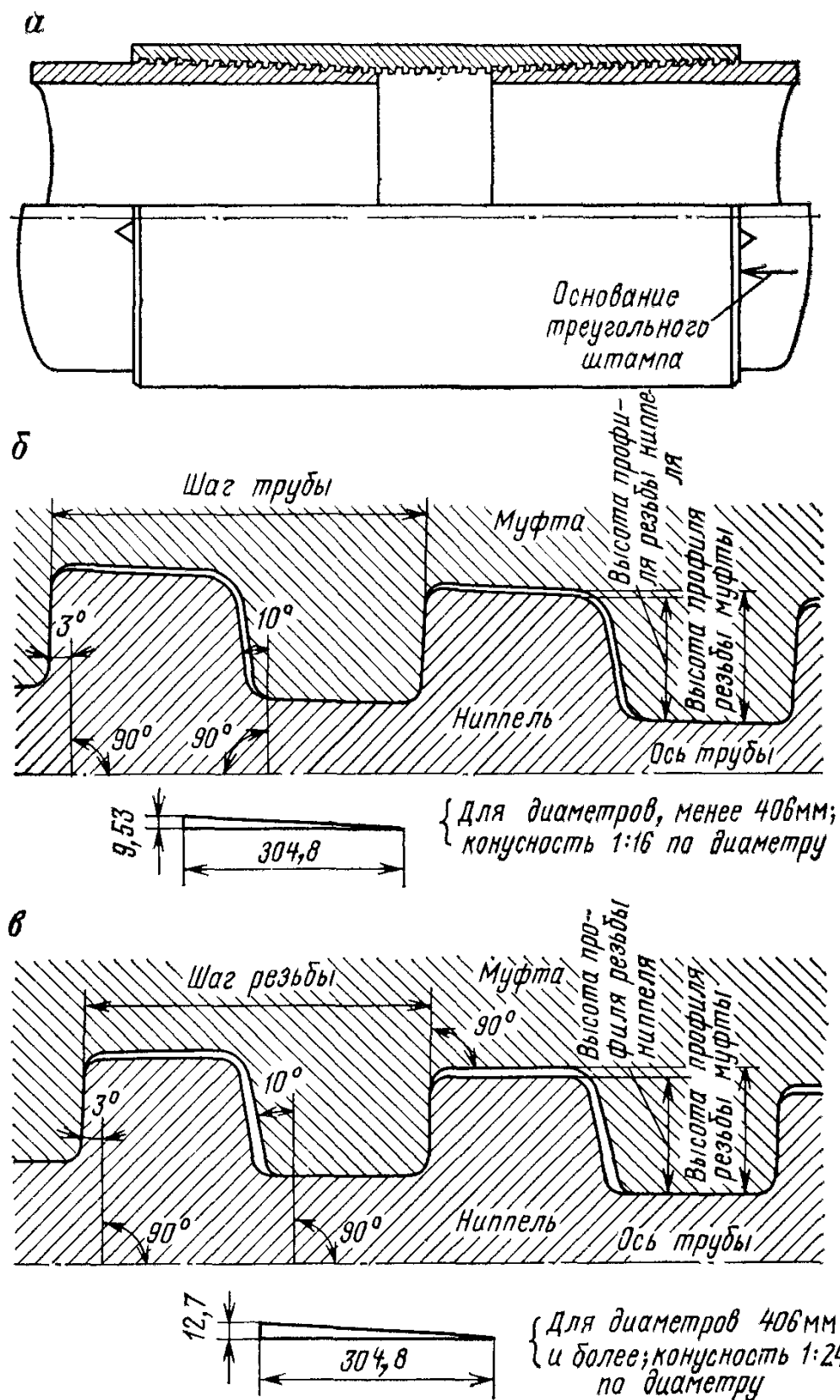


Рис. 103. Конфигурация трапецидальной резьбы типа «Батресс» (представлено АНИ):

а — общий вид, б, в — для труб с наружными диаметрами 339,7 и 406,4 мм соответственно

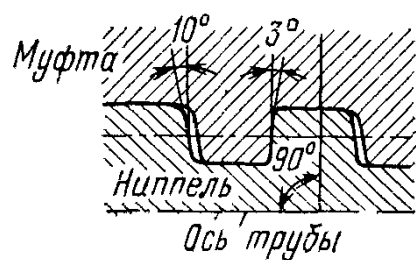
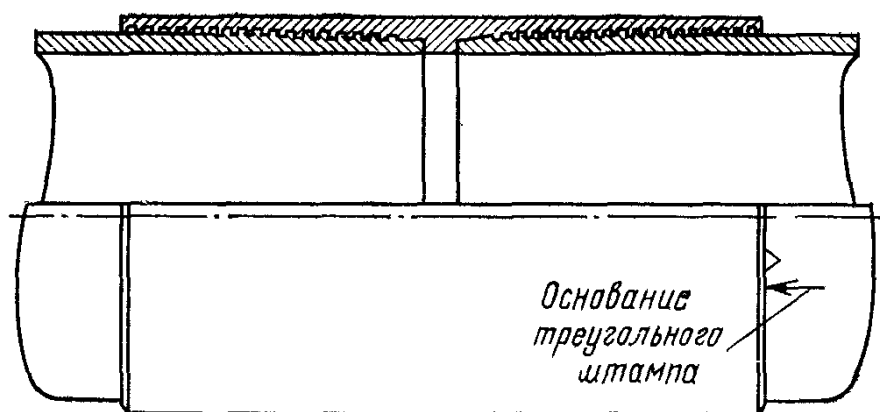


Рис. 10.4. Профиль резьбы типа VAM:

1 — основание треугольного штампа; 2 — муфта; 3 — ниппель; 4 — ось трубы

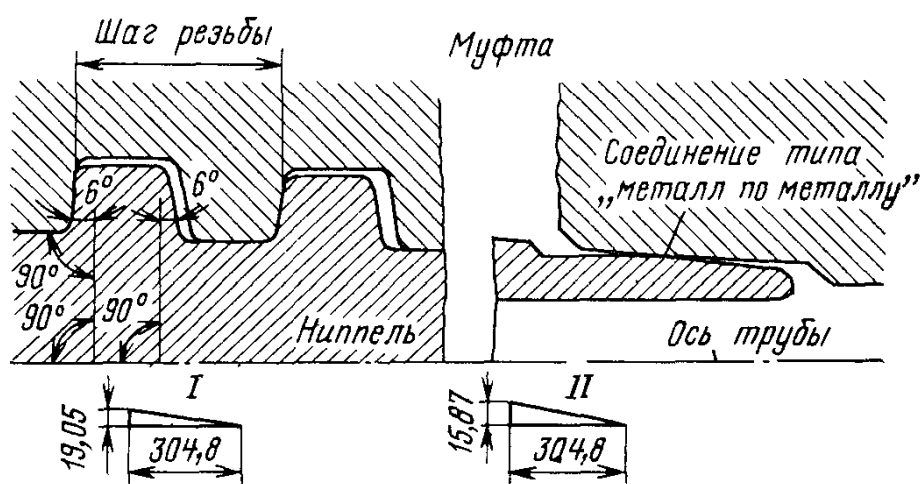
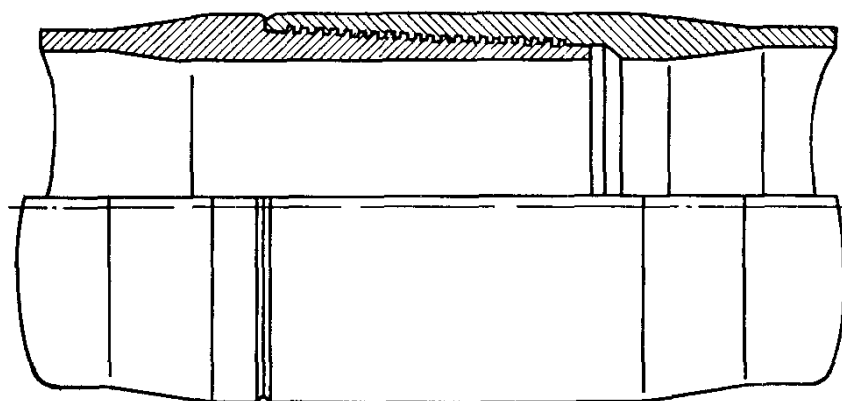


Рис 10.5. Профиль резьбы типа «Экстрем-Лайн» безмуфтовых обсадных труб.

I — для диаметров 193,7 мм и менее, конусность 1:8 по диаметру на длине шести ниток резьбы; II — для диаметров больше 193,7 мм, конусность 1:9,6 по диаметру на длине пяти ниток резьбы

Рис. 10.6. Трапецеидальная резьба с двойными уплотнительными поверхностями [3]:

1, 2 — цилиндрической и шарообразной формы соответственно

герметичности применяют соответствующую резьбовую смазку. Шаг резьбы соединения с трапецеидальной резьбой типа «Батресс» имеет пять ниток на 25,4 мм.

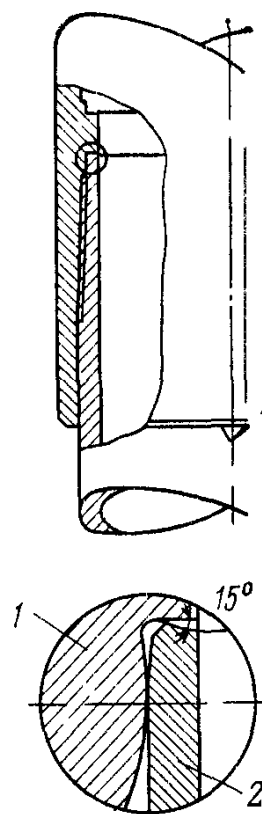
3. *Резьба VAM*. Это видоизмененный вариант трапецеидальной резьбы «Батресс», обеспечивающая соединение с уплотнением типа «металл по металлу» на ниппельном конце. На рис. 10.4 показана муфта с резьбой типа VAM и профиль резьбы. Профиль резьбы VAM имеет пять ниток на 24,4 мм. Название резьбы VAM взято по названию фирмы-изготовителя «Вамонек» и запатентовано для многих типов резьбы, изготавливаемых фирмами.

4. *Резьбовое соединение для безмуфтовых труб «Экстрем-Лайн»*. Безмуфтовые обсадные трубы имеют наружную и внутреннюю резьбы на высаженных соответственно наружу и внутрь концах. Высаженные концы подвергают специальной механической обработке для увеличения толщины стенок и компенсации потерь металла вследствие нарезки резьбы. Профиль резьбы — трапецеидальный, что обеспечивает соединение с уплотнением типа «металл по металлу» как на ниппельном конце, так и на наружном упорном уступе муфтовой части. Это позволяет использовать безмуфтовые соединения в условиях повышенных температур и давлений.

Для обсадных труб диаметрами 127—194 мм шаг резьбы — шесть ниток на 25,4 мм. На рис. 10.5 показано сечение безмуфтового соединения и профиль резьбы.

5. *Трапецеидальная резьба, обеспечивающая двойное уплотнение (BDS)*. Это разновидность трапецеидальной резьбы «Батресс», имеющей шаг резьбы пять ниток на 25,4 мм и конусность 1:16. Уплотнение этой резьбы достигается двумя способами: уплотнение металла по металлу между цилиндрической расточкой муфты и ниппелем конической формы; уплотнение через внутреннюю скошенную фаску торца ниппеля. На рис. 10.6 показаны соединение и профиль резьбы (диаметром 114,3—339,7 мм).

Существуют и другие запатентованные типы резьбы, например «Атлас Брэдфорд», «Хайдрил» и «Армко». Подробное описание этих типов можно получить от фирм-изготовителей.



ДЛИНА ТРУБ

В соответствии с техническими условиями АНИ обсадные трубы изготовляют трех длин.

Тип	1	2	3
Длина, м	5—8	8—10	>10
Средняя длина, м	7	9	13

МАРКИ СТАЛИ

Термически необработанная сталь, используемая для изготовления обсадных труб, не имеет определенной микроструктуры. Микроструктуру стали можно изменить посредством добавления специальных сплавов и термообработкой. Для различных условий бурения можно изготовлять обсадные трубы из разных марок стали. В соответствии со стандартами АНИ существует восемь марок стали для обсадных труб, представленные ниже.

Марка стали труб	H-40	J-55	K-55	C-75	N-80	L-80	C-95	P-110
Минимальный предел текучести, МПа . .	276	379	379	517	552	552	655	758
Минимальный предел прочности при растяжении, МПа . . .	414	483—655	483—655	655	689	689	724	862

В табл. 10.4—10.7 приведены размеры и прочностные характеристики обсадных труб диаметрами 508 мм, 340 мм, 244 мм и 178 мм.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Расчет обсадной колонны включает определение факторов, влияющих на повреждение обсадных труб, и выбор наиболее приемлемых марок стали для каждой определенной операции с точки зрения надежности и экономичности. Конструкция обсадной колонны должна отвечать требованиям, предъявляемым к колонне при заканчивании и эксплуатации скважины.

Решение задач, связанных с разработкой конструкции обсадных труб, зависит в значительной степени от методики анализа напряженного состояния труб и механики горных пород. Результат расчета такой конструкции — сосуд высокого давления, способный противостоять ожидаемым внутренним и внешним давлениям и напряжениям, возникающим от собственного веса обсадных труб. Расчет включает определение запаса прочности с учетом износа обсадных труб и других возможных неизвестных сил, например коррозии, истирания и температурного воздействия.

На конструкцию обсадной колонны также влияют действие нагрузок при бурении и эксплуатации, прочностные характеристики опоры для башмака (т. е. прочность пласта в месте установки у башмака) и используемых обсадных труб, степень износа трубы на протяжении всего срока эксплуатации скважины число обсадных труб.

КРИТЕРИИ РАСЧЕТА

Ниже представлены следующие критерии расчета обсадной колонны.

Растягивающее усилие. Такие усилия возникают в обсадных трубах от собственного веса труб, изгибающих усилий и ударных нагрузок. В расчете обсадной колонны верхнее трубное соединение считается наиболее слабым на растяжение, поскольку оно воспринимает нагрузку всего веса обсадной колонны. Для верхнего трубного соединения обычно принимают запас прочности 1,6—1,8.

Давление смятия. Это давление возникает под действием веса столба бурового раствора, используемого при бурении скважины и направлено с наружной стороны обсадной трубы. Поскольку гидростатическое давление столба бурового раствора увеличивается с глубиной, то сминающее давление самое высокое на забое и нулевое у поверхности.

Следовательно, сминающее давление (C) равно произведению удельного веса бурового раствора на глубину и на ускорение свободного падения, т. е.

$$C = 0,00981 \rho_m h, \quad (10.9)$$

(C — в МПа; ρ_m — в кг/м³; h — в м).

Проектировщик должен обеспечить такую конструкцию, чтобы сминающее давление C не превышало сопротивления обсадной трубы смятию. С этой целью сопротивление обсадной трубы смятию принимается как нагрузка, при которой внутренний диаметр обсадной трубы «потечет». При проектировании предполагается, что кондуктор и эксплуатационная колонна — порожние, а промежуточная — частично заполнена раствором.

Внутреннее давление. Критерий, учитывающийся при расчете обсадной колонны на внутреннее давление, использует величину максимального пластового давления, которое может встретиться при бурении следующего интервала скважины. Допускается, что в случае выброса поступающие в скважину флюиды вытесняют весь буровой раствор, подвергая обсадную колонну действию пластового давления.

На устье скважины внешнее давление равно нулю из-за отсутствия гидростатического давления бурового раствора; внутреннее давление должно полностью выдерживаться телом

ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБСАДНЫХ

Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Размеры трубы, мм		Труба с резьбой и муфтой		Сопротивление смятию p_c , МПа	Предел текучести для тела трубы R_y , кН
		толщина стенки t	внутренний диаметр d	Проходной диаметр, мм	Наружный диаметр нормальной муфты W , мм		
812	J-55	9,65	320,4	316,46	365,1	7,8	3 794
909	J-55	10,92	317,9	313,92	365,1	10,6	4 279
1 010	J-55	12,19	315,3	311,38	365,1	13,4	4 755
1 070	J-55	13,06	313,6	309,65	365,1	15,4	5 080
812	K-55	9,65	320,4	316,46	365,1	7,8	3 794
909	K-55	10,92	315,3	311,38	365,1	10,6	4 279
1 010	K-55	12,19	313,6	309,65	365,1	13,4	4 755
1 070*	K-55	13,06	317,9	313,92	365,1	15,4	5 080
909*	C-75	10,92	317,9	311,38	365,1	11,4	5 836
1 010	C-75	12,19	315,3	309,65	365,1	15,3	6 486
1 070	C-75	13,06	313,6	309,65	365,1	17,9	6 930
909	L-80	10,92	317,9	313,92	365,1	11,5	6 223
1 010	L-80	12,19	315,3	311,38	365,1	15,6	6 921
1 070	L-80	13,06	313,6	309,65	365,1	18,4	7 388
909*	N-80	10,92	317,9	313,92	365,1	11,5	6 223
1 010	N-80	12,19	315,3	311,38	365,1	15,6	6 921
1 070	N-80	13,06	313,6	309,65	365,1	18,4	7 388
909*	MW-C-90	10,92	317,9	313,92	365,1	11,5	7 002
1 010	MW-C-90	12,19	315,3	311,38	365,1	16,0	7 784
1 070	MW-C-90	13,06	313,6	309,65	365,1	19,2	8 314
909*	C-95	10,92	317,9	313,92	365,1	11,5	7 388
1 010*	C-95	12,19	315,3	311,38	365,1	16,0	8 216
1 070*	C-95	13,06	313,6	309,65	365,1	19,4	8 776
909*	MW-C-95	10,92	317,9	311,38	365,1	11,5	7 388
1 010	MW-C-95	12,19	315,3	309,65	365,1	16,0	8 216
1 070	MW-C-95	13,06	313,6	309,65	365,1	23,9	8 776
909*	P-110	10,92	317,9	313,92	365,1	11,5	8 558
1 010*	P-110	12,19	315,3	311,38	365,1	16,1	9 515
1 070*	P-110	13,06	313,6	309,65	365,1	19,9	10 160
1 010*	MW-125	12,19	315,3	311,38	365,1	16,1	10 814
1 070*	MW-125	13,06	313,6	309,65	365,1	19,9	11 548
1 010*	MW-140	12,19	315,3	311,38	365,1	16,1	12 108
1 070*	MW-140	13,06	313,6	309,65	365,1	19,9	12 931
1 010*	V-150	12,19	315,3	311,38	365,1	16,1	12 975
1 070*	V-150	13,06	313,6	309,65	365,1	19,9	13 856
1 010*	MW-155	12,19	315,3	311,38	365,1	16,1	13 407
1 070*	MW-155	13,06	313,6	309,65	365,1	19,9	14 319

• Не соответствует стандарту АНИ

ТРУБ ДИАМЕТРОМ 39,7 мм [3]

ТАБЛИЦА 10 5

Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает минимального предела текучести P_t , МПа	Закругленная резьба		«Батресс (BDS) Омега»		Закругленная резьба		«Батресс (BDS) Омега»	
	Короткая	Длинная	той же марки	более прочной	Длинная	Короткая	той же марки	более прочной
Трубы с гладкими концами или безумфовые типа «Экстрем-Лайн»								
18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	2 286	2 651	4 043	4 043
21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	2 647	3 069	4 559	4 559
23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	3 003	3 483	5 071	5 071
25,5	25,5	—	25,5	25,5	3 247	—	5 418	5 418
18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	2 433	2 829	4 617	4 617
21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	2 816	3 274	5 200	5 200
23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	3 194	3 714	5 783	5 783
25,5	25,5	—	25,5	25,5	3 452	—	6 179	6 179
29,1	29,1	—	29,1	29,1	3 550	—	5 983	5 983
32,5	32,5	—	32,5	32,5	4 030	—	6 655	6 655
34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	4 350	5 040	7 108	7 108
31,0	31,0	—	31,0	31,0	3 732	—	6 179	6 179
34,6	34,6	—	34,6	34,6	4 235	—	6 873	6 873
37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	4 577	5 298	7 340	7 340
31,0	31,0	—	31,0	31,0	3 777	—	6 343	6 343
34,6	34,6	—	34,6	34,6	4 284	—	7 050	7 050
37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	4 626	5 360	7 531	7 531
39,0	39,0	—	39,0	39,0	4 141	—	6 735	6 735
41,7	41,7	—	41,7	41,7	4 702	—	7 486	7 486
36,8	36,8	—	36,8	36,8	4 080	—	7 998	7 998
41,2	41,2	—	41,2	41,2	4 955	—	7 882	7 882
44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	5 356	6 192	8 420	8 420
36,8	36,8	—	36,8	36,8	4 408	—	7 251	7 251
41,2	41,2	—	41,2	41,2	5 004	—	8 060	8 060
44,1	44,1	—	44,1	44,1	5 405	—	8 607	8 607
42,7	42,7	—	42,7	42,7	5 084	—	8 318	8 318
47,6	47,6	—	47,6	47,6	5 769	—	9 248	9 248
51,0	51,0	—	51,0	51,0	6 236	—	9 880	9 880
54,1	54,1	—	54,1	54,1	6 490	—	10 258	10 258
58,0	58,0	—	58,0	58,0	7 015	—	10 956	10 956
60,6	60,6	—	60,6	60,6	7 259	—	11 445	11 445
64,9	64,9	—	64,9	64,9	7 842	—	12 228	12 228
69,6	69,6	—	69,6	69,6	7 771	—	12 242	12 242
71,8	71,8	—	71,8	71,8	8 394	—	13 073	13 073
		—			8 025	—	12 637	12 637
		—			8 670	—	13 496	13 496

ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРАМИ 244,5 мм [37]

Номинальный вес трубы ⁷ с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Размеры труб, мм		Труба с резьбой и муфтой		Диаметр без муфтовых про-екторек-линий, мм		Сопротивление смятию p_c , МПа	
		Толщина стенок t	Внутренний диаметр d	Проходной диаметр, мм	Наружный диа-метр муфты, мм		проходной		наружный
					нормальной W	уменьшенной W_c			
536	J-55	8,94	226,6	222,63	269,9	257,2	218,41	256,5	13,9
536	J-55	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	17,7
536	K-55	8,94	226,6	222,63	269,9	257,2	218,41	256,5	13,9
596	K-55	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	17,7
596	C-75	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	20,5
648	C-75	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	25,9
700	C-75	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	31,9
797	C-75	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	44,0
870	C-75	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2	218,41	256,5	52,2
536	L-80	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	21,3
648	L-80	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	26,3
700	L-80	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	32,8
797	L-80	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	45,6
870	L-80	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2	218,41	256,5	54,4
536	N-80	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	21,3
648	N-80	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	26,3
700	N-80	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	32,8
797	N-80	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	45,6
870	N-80	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2	218,41	256,5	54,4
536	MW-C-90	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	22,5
648	MW-C-90	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	27,6
700	MW-C-90	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	34,4
797	MW-C-90	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	49,0
870*	MW-C-90	15,11	214,2	210,20	269,9	257,2	218,41	256,5	59,0
536*	C-95	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	23,0
648*	C-95	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	28,5
700*	C-95	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	35,0
797*	C-95	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	50,5
870*	C-95	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2	218,41	256,5	61,2
536*	MW-C-95	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	29,2
648*	MW-C-95	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	38,6
700*	MW-C-95	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	48,9
797*	MW-C-95	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	61,0
870*	MW-C-95	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2	218,41	256,5	68,6
536*	P-110	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	24,0
648*	P-110	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	30,5
700*	P-110	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	36,6

* Не соответствует стандартам АНИ.

Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Предел текучести тела трубы R_y , кН	Внутреннее давление, при котором напряжения в теле достигают минимального предела текучести P_r , МПа					
			Трубы с гладкими концами или безмуфтовые «Экстрем-Лайн»	Короткая	Длинная	«Батресс (BDS) Омара»	Закругленная резьба	
							Нормальная муфта из стали	Уменьшенная муфта из стали
			той же марки	более проч-ной	той же марки	более проч-ной	той же марки	более проч-ной
536	J-55	2 509	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3
596	J-55	2 802	27,2	27,2	27,2	27,2	25,2	27,2
536	K-55	2 509	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3
596	K-55	2 802	27,2	27,2	27,2	27,2	25,2	27,2
596	C-75	3 821	37,2	—	37,2	37,2	34,4	37,2
648	C-75	4 190	40,9	—	40,9	37,2	34,4	37,2
700	C-75	4 528	44,4	—	44,4	40,9	34,4	40,9
797	C-75	5 187	51,2	—	51,2	44,4	34,4	50,4
870	C-75	5 631	55,9	—	55,9	51,2	34,4	50,4
596	L-80	4 075	39,6	—	39,6	36,7	36,7	39,6
648	L-80	4 470	43,6	—	43,6	36,7	36,7	43,6
700	L-80	4 831	47,4	—	47,4	47,4	36,7	47,4
797	L-80	5 534	54,7	—	54,7	54,7	36,7	50,4
870	L-80	6 005	59,6	—	59,6	59,6	36,7	50,4
596	N-80	4 075	39,6	—	39,6	36,7	36,7	39,6
648	N-80	4 470	43,6	—	43,6	36,7	36,7	43,6
700	N-80	4 831	47,4	—	47,4	47,4	36,7	47,4
797	N-80	5 534	54,7	—	54,7	54,7	36,7	50,4
870	N-80	6 005	59,6	—	59,6	59,6	36,7	50,4
596	MW-C-90	4 586	44,5	—	44,5	44,5	41,2	44,5
648	MW-C-90	5 026	49,1	—	49,1	49,1	41,2	49,1
700	MW-C-90	5 436	53,2	—	53,2	53,2	41,2	50,4
797	MW-C-90	6 223	61,5	—	61,5	61,5	41,2	50,4
870*	MW-C-90	6 757	67,2	—	67,2	67,2	41,2	50,4
596*	C-95	4 840	51,8	—	51,8	47,0	43,5	47,0
648*	C-95	5 307	56,2	—	56,2	51,8	43,5	50,4
700*	C-95	5 734	64,9	—	64,9	56,2	43,5	50,4
797*	C-95	6 170	70,9	—	70,9	64,9	43,5	50,4
870*	C-95	7 135	81,8	—	81,8	70,9	43,5	50,4
596*	MW-C-95	4 840	51,8	—	51,8	47,0	43,5	47,0
648*	MW-C-95	5 307	56,2	—	56,2	51,8	43,5	50,4
700*	MW-C-95	5 734	64,9	—	64,9	56,2	43,5	50,4
797*	MW-C-95	6 170	70,9	—	70,9	64,9	43,5	50,4
870*	MW-C-95	7 135	81,8	—	81,8	70,9	43,5	50,4
596*	P-110	5 605	60,0	—	60,0	54,5	50,4	54,5
648*	P-110	6 143	65,1	—	65,1	60,0	50,4	60,0

* Не соответствует стандартам АНИ.

Прочность соединения труб P_1 , кН												
с резьбой и муфтой												Безмуфтовых типа «Экстрем- Лейн» с замком
Закругленная резьба	«Ватресс (VDS) Омска»				Уменьшенная муфта из стали				Стан- дарт- ным	спе- циаль- ным		
	Нормальная муфта из стали	той же марки	более прочной	той же марки	более прочной							
Марка стали	Короткая	Длинная	той же марки	более прочной	той же марки	более прочной	Стан- дарт- ным	спе- циаль- ным				
536	J-55	1 753	2 015	2 842	2 842	2 842	3 425	—				
596	J-55	2 011	2 313	3 176	3 176	3 176	—	3 425				
536	K-55	1 822	2 175	3 358	3 358	3 358	—	—				
596	K-55	2 162	2 495	3 750	3 750	3 750	4 337	4 337				
596	C-75	—	3 087	4 119	4 119	4 119	4 337	4 337				
648	C-75	—	3 452	4 519	4 519	4 519	4 337	4 337				
700	C-75	—	3 790	4 884	4 884	4 884	4 591	4 591				
797	C-75	—	4 444	5 591	5 591	5 591	5 218	4 684				
870	C-75	—	4 884	6 072	6 072	6 072	—	—				
596	L-80	—	3 234	4 212	4 155	4 212	4 337	4 337				
648	L-80	—	3 616	4 617	4 155	4 155	4 337	4 337				
700	L-80	—	3 972	4 991	4 991	4 155	4 591	4 591				
797	L-80	—	4 657	5 720	5 720	4 155	5 467	4 684				
870	L-80	—	5 120	6 210	6 210	4 155	5 467	—				
596	N-80	—	3 278	4 355	4 355	4 355	4 568	4 568				
648	N-80	—	3 670	4 777	4 777	4 777	4 568	4 568				
700	N-80	—	4 026	5 164	5 164	4 373	4 831	4 831				
797	N-80	—	4 724	5 912	5 912	4 373	5 494	4 933				
870	N-80	—	5 191	6 419	6 419	4 373	—	—				
596	MW-C-90	—	3 576	4 542	4 542	4 373	5 542	4 568				
648	MW-C-90	—	3 999	4 978	4 978	4 373	5 978	4 568				
700	MW-C-90	—	4 390	5 382	5 382	4 373	5 382	4 835				
797*	MW-C-90	—	5 147	6 165	6 165	4 373	5 167	4 933				
870*	MW-C-90	—	5 658	6 690	6 690	4 373	5 467	—				
596*	C-95	—	3 768	4 777	4 777	4 591	4 777	4 795				
648*	C-95	—	4 217	5 240	5 240	4 591	5 240	4 795				
700*	C-95	—	4 626	5 663	5 663	4 951	5 467	5 075				
797*	C-95	—	5 427	6 486	6 486	4 591	5 467	5 178				
870*	C-95	—	5 965	7 042	7 042	4 591	5 467	—				
596*	MW-C-95	—	3 817	4 920	4 920	4 809	4 920	5 031				
648*	MW-C-95	—	4 266	5 396	5 396	4 809	5 396	5 031				
700*	MW-C-95	—	4 684	5 832	5 832	4 809	5 467	5 325				
797*	MW-C-95	—	5 494	6 681	6 681	4 809	5 467	5 422				
870*	MW-C-95	—	6 036	7 251	7 251	4 809	5 467	—				
	MW-C-95	—	4 395	5 631	5 631	5 467	5 707	5 707				

* Не соответствует стандартам АНИ

Номинальный вес трубы с резьбой муфтой, Н/м	Марка стали	Размеры труб, мм		Труба с резьбой и муфтой			Диаметр без муфтовых труб «Экстрем Лайн», мм		Сопротивление смятию p_c , МПа
		Толщина стенок t	Внутренний диаметр d	Проходной диаметр, мм	W_n нормальной	W_c уменьшенной	проходной	наружный	
797*	P-110	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	54,7
870*	P-110	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2			67,2
596*	MW-125	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	24,3
648*	MW-125	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	31,9
700*	MW-125	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	38,8
797*	MW-125	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	58,2
870*	MW-125	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2			72,7
596*	MW-140	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	24,3
648*	MW-140	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	32,6
700*	MW-140	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	40,6
797*	MW-140	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	60,6
870*	MW-140	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2			77,2
596*	V-150	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	24,3
648*	V-150	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	32,8
700*	V-150	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	41,5
797*	V-150	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	61,8
870*	V-150	15,11	214,2	217,30	269,9	257,2			79,8
596*	MW-155	10,03	224,4	220,45	269,9	257,2	218,41	256,5	24,3
648*	MW-155	11,05	222,4	218,41	269,9	257,2	218,41	256,5	32,8
700*	MW-155	11,99	220,5	216,54	269,9	257,2	216,54	256,5	41,4
797*	MW-155	13,84	216,8	212,83	269,9	257,2	212,83	256,5	62,2
870*	MW-155	15,11	214,2	210,30	269,9	257,2			80,8

* Не соответствует стандартам АНИ

Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Предел текучести тела трубы R_p , кН	Внутреннее Давление, при котором напряжения в теле достигают минимального предела текучести R_p , МПа					
			Трубы с гладкими концами или безмуфтовые «Экстрем Лайн»	Закругленная резьба		«Ватресс(BDS) Омега»		
				Короткая	Длинная	Нормальная муфта из стали	Уменьшенная муфта из стали	
				той же марки	более проч-ной	той же марки	более проч-ной	
700*	P-110	6 641	75,2	—	75,2	75,2	50,4	68,7
797*	P-110	7 606	82,0	—	82,0	82,0	50,4	68,7
870*	P-110	8 260	61,9	—	61,9	61,9	57,3	61,9
596*	MW-125	6 370	68,2	—	68,2	68,2	57,3	68,2
648*	MW-125	6 984	74,0	—	74,0	74,0	57,3	68,7
700*	MW-125	7 549	85,4	—	85,4	85,4	57,3	68,7
797*	MW-125	8 643	93,2	—	93,2	93,2	57,3	68,7
870*	MW-125	9 386	69,3	—	69,3	69,3	64,2	68,7
596*	MW-140	7 135	76,3	—	76,3	76,3	64,2	68,7
648*	MW-140	7 820	82,8	—	82,8	82,8	64,2	68,7
700*	MW-140	8 452	95,6	—	95,6	95,6	64,2	68,7
797*	MW-140	9 684	104,5	—	104,5	104,5	64,2	68,7
			74,3	—	74,3	—	68,7	—
			81,8	—	81,8	—	68,7	—
870*	MW-140	10 511	88,7	—	88,7	88,7	—	—
596*	V-150	7 642	102,5	—	102,5	—	68,7	—
648*	V-150	8 380	111,9	—	111,9	—	68,7	—
700*	V-150	9 057	76,7	—	76,7	—	71,0	—
797*	V-150	10 373	84,5	—	84,5	—	71,0	—
870*	V-150	11 263	91,7	—	91,7	—	71,0	—
596*	MW-155	7 895	105,9	—	105,9	—	71,0	—
648*	MW-155	8 661	115,6	—	115,6	—	71,0	—
700*	MW-155	9 359	—	—	—	—	—	—
797*	MW-155	10 720	—	—	—	—	—	—
870*	MW-155	11 637	—	—	—	—	—	—

* Не соответствует стандартам АНИ

Прочность соединения труб P_j , кН											
Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	с резьбой и муфтой						Безмуфтовых типа «Экстрем-Лайн» с замком			
		Закругленная резьба	«Ватресс (VDS) Омега»								
			Короткая	Длинная	Нормальная муфта из стали		Уменьшенная муфта из стали				
					той же марки	более прочной	той же марки				более прочной
596*	P-110	—	4 920	6 174	6 174	5 467	6 174	5 707	5 707		
648*	P-110	—	5 396	6 672	6 672	5 467	6 672	6 041	6 041		
700*	P-110	—	6 325	7 642	7 642	5 467	6 997	6 868	6 165		
797*	P-110	—	6 957	8 296	8 296	5 467	6 997	—	—		
870*	P-110	—	4 929	6 196	6 196	5 903	6 196	6 174	6 174		
596*	MW-125	—	5 516	6 792	6 792	5 903	6 792	6 174	6 174		
648*	MW-125	—	6 054	7 340	7 340	5 903	6 997	6 534	6 534		
700*	MW-125	—	7 095	8 407	8 407	5 903	6 997	7 415	6 659		
797*	MW-125	—	7 802	9 128	9 128	5 903	6 997	—	—		
870*	MW-125	—	5 511	6 904	6 904	6 561	6 904	6 859	6 859		
596*	MW-140	—	6 165	7 571	7 571	6 561	6 997	6 859	6 859		
648*	MW-140	—	6 766	8 180	8 180	6 561	6 997	7 259	7 259		
700*	MW-140	—	7 931	9 362	9 372	6 561	6 997	8 243	7 397		
797*	MW-140	—	8 723	10 173	10 173	6 561	6 997	—	—		
		—	5 898	7 375	—	6 997	—	7 317	7 317		
		—	6 597	8 087	—	6 997	—	7 317	7 317		
870*	MW-140	—	7 242	8 741	—	6 997	—	7 740	7 740		
596*	V-150	—	8 492	9 955	—	6 997	—	8 790	7 891		
648*	V-150	—	9 332	10 871	—	6 997	—	—	—		
700*	V-150	—	6 090	7 615	—	7 215	—	7 544	7 544		
797*	V-150	—	6 815	8 349	—	7 215	—	7 544	7 544		
870*	V-150	—	7 477	9 021	—	7 215	—	7 985	7 985		
596*	MW-155	—	8 767	10 333	—	7 215	—	9 065	8 136		
648*	MW-155	—	9 639	11 218	—	7 215	—	—	—		
700*	MW-155										
797*	MW-155										
870*	MW-155										

* Не соответствует стандартам АНИ.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 177,8 ММ [3]

Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Размеры трубы, мм		Труба с резьбой и муфтой			Диаметр без муфтовой трубы типа «Экстрем-лайн», мм		Сопротивление смятию p_c , МПа
		Толщина стенок t	Внутренний диаметр d	Проходной диаметр, мм	нормальной W	уменьшенной W_c	проходной	наружный	
					Наружный диаметр муфты, мм				
298	J-55	6,91	164,0	160,81	194,5	187,3	156,24	187,7	15,7
343	J-55	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	22,5
387	J-55	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	29,8
298	K-55	6,91	164,0	160,81	194,5	187,3	156,24	187,7	15,7
343	K-55	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	22,5
387	K-55	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	29,8
343	C-75	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	26,0
387	C-75	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	36,2
432	C-75	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	46,6
477	C-75	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	56,7
521	C-75	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	66,9
566	C-75	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	73,6
343	L-80	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	26,4
387	L-80	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	37,3
432	L-80	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	48,4
477	L-80	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	59,3
521	L-80	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	70,2
566	L-80	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	78,5
343	N-80	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	26,4
387	N-80	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	37,3
432	N-80	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	48,4
477	N-80	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	59,3
521	N-80	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	70,2
566	N-80	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	78,5
343*	MW-C-90	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	27,8
387*	MW-C-90	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	39,6
432*	MW-C-90	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	52,3
477*	MW-C-90	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	64,6
521*	MW-C-90	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	77,0
566*	MW-C-90	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	88,3
343	C-95	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	28,6
387	C-95	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	40,5
432	C-95	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	53,9
477	C-95	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	67,1
521	C-95	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	80,3
566	C-95	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	92,5

* Не соответствует стандартам АНИ.

Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Предел текучести для тела трубы R_y , кН	Внутреннее давление, при котором напряжения в теле руды достигают минимального предела текучести R_y , МПа					
			Трубы с гладкими концами или безмуфтовые «Экстрем-Лайн»	Закругленная резьба		Резьба «Барресс (BDS) Омега»		
				Короткая	Длинная	Нормальная муфта из стали	Уменьшенная муфта из стали	
298	J-55	1 406	25,8	25,8	30,1	30,1	27,2	30,1
343	J-55	1 628	30,1	30,1	34,3	34,3	27,2	34,3
387	J-55	1 846	34,3	34,3	—	—	—	—
298	K-55	1 406	25,8	25,8	—	—	—	—
343	K-55	1 628	30,1	30,1	30,1	30,1	27,2	30,1
387	K-55	1 846	34,3	34,3	41,0	41,0	27,2	34,3
343	C-75	2 220	41,0	—	46,8	46,8	37,1	—
387	C-75	2 518	46,8	—	52,7	52,7	37,1	—
432	C-75	2 820	52,7	—	58,5	54,7	37,1	—
477	C-75	3 109	58,5	—	59,7	54,7	37,1	—
521	C-75	3 394	64,4	—	59,7	54,7	37,1	—
566	C-75	3 656	69,8	—	59,7	54,7	37,1	—
343	L-80	2 366	43,7	—	43,7	43,7	39,6	43,7
387	L-80	2 687	49,9	—	49,9	49,9	39,6	49,9
432	L-80	3 007	56,3	—	56,3	56,3	39,6	54,4
477	L-80	3 314	63,7	—	63,7	63,7	39,6	54,4
521	L-80	3 621	74,5	—	74,5	74,5	39,6	54,4
566	L-80	3 901	88,4	—	88,4	88,4	39,6	54,4
343	N-80	2 366	43,7	—	43,7	43,7	39,6	43,7
387	N-80	2 687	49,9	—	49,9	49,9	39,6	49,9
432	N-80	3 007	56,3	—	56,3	56,3	39,6	54,4
477	N-80	3 314	63,7	—	63,7	63,7	39,6	54,4
521	N-80	3 621	74,5	—	74,5	74,5	39,6	54,4
566	N-80	3 901	88,4	—	88,4	88,4	39,6	54,4
343*	MW-C-90	2 665	49,2	—	49,2	49,2	44,5	49,2
387*	MW-C-90	3 020	56,2	—	56,2	56,2	44,5	54,4
432*	MW-C-90	3 381	63,3	—	63,3	63,3	44,5	54,4
477*	MW-C-90	3 732	70,3	—	70,3	70,3	44,5	54,4
521*	MW-C-90	4 075	77,3	—	71,6	65,6	44,5	54,4
566*	MW-C-90	4 386	83,8	—	71,6	65,6	44,5	54,4
343	C-95	2 811	51,9	—	51,9	51,9	47,0	—
387	C-95	3 189	59,3	—	59,3	59,3	47,0	—
432	C-95	3 572	66,8	—	66,8	66,8	47,0	—
477	C-95	3 937	74,2	—	74,2	69,3	47,0	—
521	C-95	4 297	81,6	—	75,6	69,3	47,0	—
566	C-95	4 631	88,4	—	75,6	69,3	47,0	—

* Не соответствует стандартам АНИ.

Прочность замковых соединений труб, кН											
Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	С резьбой и муфтой						Безмуфтовые трубы «Экстрем-Длань» с замком			
		Закругленная резьба	«Батресс (BDS) Omega»				Уменьшенная муфта из стали	стандартным	специальным		
			Короткая	Длинная	Нормальная муфта						
					той же марки	более прочной				той же марки	более прочной
298	J-55	1 041	—	—	—	—	—	—	2 220	2 220	—
343	J-55	1 263	1 392	1 922	1 922	1 873	1 922	2 220	2 220	—	
387	J-55	1 486	1 632	2 180	2 180	2 180	2 180	2 251	2 251	—	
298	K-55	1 130	—	—	—	—	—	—	—	—	
343	K-55	1 375	1 517	2 322	2 322	2 322	2 322	2 811	2 811	—	
387	K-55	1 619	1 784	2 633	2 633	2 371	2 495	2 851	2 851	—	
343	C-75	—	1 850	2 478	—	2 371	—	2 811	2 811	—	
387	C-75	—	2 175	2 807	—	2 371	—	2 851	2 851	—	
432	C-75	—	2 500	3 145	—	2 371	—	3 047	2 998	—	
477	C-75	—	2 816	3 465	—	2 371	—	3 385	2 998	—	
521	C-75	—	3 127	3 705	—	2 371	—	3 781	3 385	—	
566	C-75	—	3 412	3 705	—	2 371	—	4 079	3 385	—	
343	L-80	—	1 935	2 513	—	2 371	—	2 851	2 811	—	
387	L-80	—	2 273	2 851	—	2 371	—	2 851	2 851	—	
432	L-80	—	2 611	3 194	—	2 371	—	3 047	2 998	—	
477	L-80	—	3 563	3 705	—	2 371	—	4 079	3 385	—	
521	L-80	—	1 966	2 616	2 616	2 495	2 616	2 963	2 963	—	
566	L-80	—	2 309	2 967	2 967	2 495	2 967	3 003	3 003	—	
343	N-80	—	2 656	3 318	3 318	2 495	3 123	3 207	3 154	—	
387	N-80	—	2 989	3 661	3 661	2 495	3 123	3 563	3 154	—	
432	N-80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
477	N-80	—	3 318	3 897	3 995	2 495	3 123	3 981	3 563	—	
521	N-80	—	3 621	3 897	4 306	2 495	3 123	4 293	3 563	—	
566	N-80	—	2 131	2 691	2 691	2 495	2 620	2 963	2 963	—	
343*	MW-C-90	—	2 504	3 056	3 056	2 495	2 620	3 003	3 003	—	
387*	MW-C-90	—	2 882	3 416	3 416	2 495	2 620	3 207	3 154	—	
432*	MW-C-90	—	3 243	3 768	3 768	2 495	2 620	3 563	3 154	—	
477*	MW-C-90	—	3 599	3 897	4 092	2 495	2 620	3 981	3 563	—	
521*	MW-C-90	—	3 928	3 897	4 092	2 495	2 620	4 293	3 563	—	
566*	MW-C-90	—	2 246	2 829	—	2 620	—	3 109	3 109	—	
343	C-95	—	2 638	3 212	—	2 620	—	3 154	3 154	—	
387	C-95	—	3 038	3 594	—	2 620	—	3 367	3 309	—	
432	C-95	—	3 416	3 963	—	2 620	—	3 741	3 309	—	
477	C-95	—	3 794	4 092	—	2 620	—	4 181	3 741	—	
521	C-95	—	4 141	4 092	—	2 620	—	4 506	3 741	—	
566	C-95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

* Не соответствует стандартам АНИ.

Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Размеры трубы, мм		Труба с резьбой и муфтой		Диаметр без муфтовой трубы типа «Экстрем-Лайн», мм	Сопротивление смятию p_c , МПа		
		Толщина стенок t	внутренний диаметр d	Проходной диаметр, мм	наружный диаметр				
					нормальной W			уменьшенной W_c	
343*	MW-C-95	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	39,0
387*	MW-C-95	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	53,8
432*	MW-C-95	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	63,4
477*	MW-C-95	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	71,9
521*	MW-C-95	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	80,3
566*	MW-C-95	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	92,5
343*	P-110	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	30,7
387	P-110	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	42,8
432	P-110	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	58,7
477	P-110	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	74,2
521	P-110	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	89,7
566	P-110	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	104,2
343*	MW-125	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	32,1
387*	MW-125	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	44,5
432*	MW-125	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	62,9
477*	MW-125	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	80,8
521*	MW-125	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	98,8
566*	MW-125	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	115,6
343*	MW-140	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	32,8
387*	MW-140	9,19	159,4	156,24	195,5	187,3	156,24	187,7	46,1
432*	MW-140	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	65,9
477*	MW-140	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	86,3
521*	MW-140	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	106,8
566*	MW-140	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	125,9
343*	MW-150	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	33,1
387*	MW-150	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	47,5
432*	MW-150	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	67,4
477*	MW-150	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	89,8
521*	MW-150	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	111,9
566*	MW-150	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	132,7
343*	MW-155	8,05	161,7	158,52	194,5	187,3	156,24	187,7	33,0
387*	MW-155	9,19	159,4	156,24	194,5	187,3	156,24	187,7	48,0
432*	MW-155	10,36	157,1	153,90	194,5	187,3	153,90	187,7	68,2
477*	MW-155	11,51	154,8	151,61	194,5	187,3	151,61	187,7	91,2
521*	MW-155	12,65	152,5	149,33	194,5	187,3	149,33	191,3	114,2
566*	MW-155	13,72	150,4	147,19	194,5	187,3	147,19	191,3	135,8

* Не соответствует стандарту АНП

ПРОДОЛЖЕНИЕ табл 10.7

Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	Предел текучести для тела трубы R_y , кН	Внутреннее Давление, при котором напряжения в теле трубы достигают минимального предела текучести R_y , МПа						
			Трубы с гладкими концами или безмуфтовые «Экстрем Лайн»	Закругленная резьба		Резьба «Бепрес (BDS) Омега»			
				Короткая	Длинная	той же марки	более прочной	той же марки	более прочной
						Нормальная муфта из стали	Уменьшенная муфта из стали		
343*	MW-C-95	2 811	51,9	51,9	51,9	54,3	59,3	47,0	51,9
387*	MW-C-95	3 189	59,3	59,3	54,3	59,3	66,8	47,0	54,4
432*	MW-C-95	3 572	66,8	66,8	66,8	66,8	74,2	47,0	54,4
477*	MW-C-95	3 937	74,2	74,2	69,3	74,2	80,3	47,0	54,4
521*	MW-C-95	4 297	81,6	75,6	69,3	80,3	80,3	47,0	54,4
566*	MW-C-95	4 631	88,4	75,6	69,3	80,3	80,3	47,0	54,4
343*	P-110	3 256	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	54,4	60,1
387	P-110	3 692	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	54,4	68,7
432	P-110	4 132	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	54,4	74,2
477	P-110	4 559	85,9	85,9	80,3	85,9	85,9	54,4	74,2
521	P-110	4 978	94,5	87,6	80,3	94,5	94,5	54,4	74,2
566	P-110	5 360	102,4	87,6	80,3	102,4	102,4	54,4	74,2
343*	MW-125	3 701	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	61,8	68,3
387*	MW-125	4 199	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	61,8	74,2
432*	MW-125	4 697	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	61,8	74,2
477*	MW-125	5 182	97,6	97,6	91,1	97,6	97,6	61,8	74,2
521*	MW-125	5 658	107,3	99,5	91,1	107,3	107,3	61,8	74,2
566*	MW-125	6 094	116,4	99,5	91,1	109,4	109,4	61,8	74,2
343*	MW-140	4 146	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	69,2	74,2
387*	MW-140	4 702	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	69,2	74,2
432*	MW-140	5 262	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	69,2	74,2
477*	MW-140	5 800	109,4	109,4	102,1	109,4	109,4	69,2	74,2
521*	MW-140	6 334	120,2	111,5	102,1	109,4	109,4	69,2	74,2
566*	MW-140	6 824	130,3	111,5	102,1	109,4	109,4	69,2	74,2
343*	V-150	4 439	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	74,2	—
387*	V-150	5 035	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	74,2	—
432*	V-150	5 636	105,5	105,5	105,5	105,5	105,5	74,2	—
477*	V-150	6 219	117,1	117,1	109,4	109,4	109,4	74,2	—
521*	V-150	6 788	128,8	119,4	109,4	109,4	109,4	74,2	—
566*	V-150	7 313	139,6	119,4	109,4	109,4	109,4	74,2	—
343*	MW-155	4 591	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	76,7	—
387*	MW-155	5 204	96,7	96,7	96,7	96,7	96,7	76,7	—
432*	MW-155	5 827	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	76,7	—
477*	MW-155	6 423	121,0	121,0	113,1	113,1	113,1	76,7	—
521*	MW-155	7 015	133,1	123,4	113,1	113,1	113,1	76,7	—
566*	MW-155	7 549	144,3	123,4	113,1	113,1	113,1	76,7	—

• Не соответствует стандартам АНИ.

Прочность замковых соединений труб, кН										
Номинальный вес трубы с резьбой и муфтой, Н/м	Марка стали	С резьбой и муфтой								Безмуфтовые трубы «Экстрем-Дайк» с замком
		Закругленная резьба	«Батрес» (BDS) Омега»							
			Короткая		Длинная		Уменьшенная муфта из стали			
			Нормальная муфта		Уменьшенная муфта из стали					
			той же марки	более прочной	той же марки	более прочной	той же марки	более прочной	стан. дарт.-ным	
343*	MW-C-95	—	2 277	2 931	2 931	2 745	2 931	3 256	3 256	
387*	MW-C-95	—	2 678	3 323	3 323	2 745	3 123	3 301	3 301	
432*	MW-C-95	—	3 078	3 719	3 719	2 745	3 123	3 527	3 465	
477*	MW-C-95	—	3 465	4 101	4 101	2 745	3 123	3 923	3 470	
521*	MW-C-95	—	3 848	4 288	4 479	2 745	3 123	4 377	3 919	
566*	MW-C-95	—	4 199	4 288	4 826	2 745	3 123	4 720	3 919	
343*	P-110	—	2 624	3 345	3 345	2 745	3 123	3 345	3 701	
387	P-110	—	3 083	3 794	3 794	3 123	3 794	3 754	3 754	
432	P-110	—	3 545	4 248	4 248	3 123	3 995	4 012	3 941	
477	P-110	—	3 990	4 684	4 684	3 123	3 995	4 457	3 941	
521	P-110	—	4 430	4 875	5 115	3 123	3 995	4 973	4 457	
566	P-110	—	4 835	4 875	5 115	3 123	3 995	5 369	4 457	
343*	MW-125	—	2 914	3 661	3 661	3 372	3 661	3 999	3 999	
387*	MW-125	—	3 421	4 155	4 155	3 372	3 745	4 052	4 052	
432*	MW-125	—	3 937	4 648	4 648	3 372	3 745	4 284	4 253	
477*	MW-125	—	4 430	5 124	5 124	3 372	3 745	4 813	4 257	
521*	MW-125	—	4 920	5 262	5 596	3 372	3 745	5 369	4 809	
566*	MW-125	—	5 369	5 262	5 849	3 372	3 745	5 796	4 809	
343*	MW-140	—	3 221	4 079	4 079	3 745	3 995	4 439	4 439	
387*	MW-140	—	3 803	4 626	4 626	3 745	3 995	4 502	4 502	
432*	MW-140	—	4 373	5 178	5 178	3 745	3 995	4 809	4 729	
477*	MW-140	—	4 924	5 707	5 707	3 745	3 995	5 347	4 733	
521*	MW-140	—	5 467	6 232	6 232	3 745	3 995	5 955	5 342	
566*	MW-140	—	5 955	5 849	6 236	3 745	3 995	6 437	5 342	
343*	V-150	—	3 452	4 355	—	—	—	4 737	4 737	
387*	V-150	—	4 057	4 938	—	—	—	4 800	4 800	
432*	V-150	—	4 666	5 529	—	—	—	5 129	5 044	
477*	V-150	—	5 240	6 094	—	—	—	5 703	5 044	
521*	V-150	—	5 827	6 236	—	—	—	6 365	5 698	
566*	V-150	—	6 261	6 236	—	—	—	6 868	5 698	
343*	MW-155	—	3 559	4 493	—	—	—	4 884	4 884	
387*	MW-155	—	4 181	5 098	—	—	—	4 951	4 951	
432*	MW-155	—	4 809	5 703	—	—	—	5 289	5 200	
477*	MW-155	—	5 413	6 290	—	—	—	5 881	5 204	
521*	MW-155	—	6 010	6 432	—	—	—	6 561	5 876	
566*	MW-155	—	6 561	6 432	—	—	—	7 082	5 876	

* Не соответствует стандартам АНИ.

трубы. Давление разрыва наибольшее в верхней части и наименьшее у башмака обсадной колонны. В эксплуатационной колонне внутреннее давление разрыва на башмаке может быть выше внутреннего давления разрыва на устье в случаях, когда из НКТ происходит утечка газа в обсадную колонну.

Сжимающая нагрузка. Этот вид нагрузки возникает в обсадных трубах, несущих внутренние колонны. В эксплуатационных колоннах сжимающие нагрузки отсутствуют.

Дополнительные нагрузки. Дополнительные нагрузки, которые могут возникать в обсадных трубах, следующие: 1) изгибание трубными ключами во время свинчивания; 2) растяжение трубного соединения и разрушение плашками клиньев; 3) коррозия и усталостное повреждение трубы и резьбовых соединений; 4) износ трубы вследствие спуска инструментов в скважину на стальном тросе и бурильной колонны в отклоненных и искривленных скважинах; 5) дополнительные нагрузки, возникающие при различных операциях в скважине, например, при исправительном цементировании под давлением, при кислотных обработках и гидроразрыве пласта.

В расчетах обсадной колонны учитываются растягивающие усилия, сминающие давления, внутреннее давление и сжимающая нагрузка. Другие нагрузки (за исключением пятого вида нагрузок) не могут быть определены аналитически и учитываются с помощью коэффициента запаса прочности (коэффициент безопасности).

КОЭФФИЦИЕНТ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ

При расчете обсадной колонны особенно важно определить величины действующих нагрузок. Необходимо учитывать динамику изменения сил. Например, если предположить, что буровой раствор плотностью 1150 кг/м^3 находится с внешней стороны обсадной колонны при ее спуске в скважину, то эта величина будет меняться на протяжении всего срока эксплуатации скважины. Ухудшение свойств бурового раствора со временем приведет к уменьшению этой величины до уровня минерализованной воды плотностью 1070 кг/м^3 . Следовательно, расчеты величины давления разрыва при столбе бурового раствора плотностью 11500 кг/м^3 с внешней стороны обсадной колонны не приемлемы для всего срока эксплуатации скважины. Если первоначальная конструкция обсадной колонны разрабатывалась без учета запаса прочности, то любое изменение нагрузки может повлечь разрыв труб в случае утечки газа из НКТ в процессе добычи.

Таким образом, расчет обсадной колонны не является совершенной методикой вследствие затруднений, возникающих при определении фактических нагрузок, а также в результате

изменения со временем характеристик обсадных труб за счет коррозии и износа. Учитывая эти особенности, при расчетах обсадной колонны используют коэффициент безопасности. Это гарантирует, что номинальная характеристика обсадной колонны превышает ожидаемую нагрузку, т. е. прочность обсадной колонны занижается вследствие применения величины запаса прочности.

Каждая нефтедобывающая фирма использует собственный коэффициент безопасности для отдельных ситуаций. Эти значения были получены на основании многолетнего опыта бурения и добычи. Обычно эти величины для предотвращения смятия составляют 0,85—1,125; разрыва — 1—1,1; растяжения — 1,6—1,8.

Коэффициент безопасности определяется, как отношение сопротивления тела трубы к приложенному давлению. Для предотвращения разрыва от внутреннего давления коэффициент безопасности определяется следующим образом:

$$SF = \frac{\text{Сопротивление обсадной трубы разрыву}}{\text{Внутреннее давление разрыва}}.$$

КОМБИНИРОВАННЫЕ КОЛОННЫ

Максимальное растяжение обсадной колонны возникает в верхней части, поэтому критерий расчета — использование в этой части высокопрочной марки стали. Так как давления разрыва особенно велики в верхней части, обсадные трубы должны быть достаточно прочными вверху, чтобы противостоять разрыву. Однако при расчетах возможного смятия самые тяжелые условия встречаются на забое, поэтому толстостенные обсадные трубы необходимо устанавливать в нижней части, чтобы противостоять сминающему давлению.

Отсюда следует, что расчет на максимальное внутреннее давление разрыва и растяжение отличается от расчета на смятие, и при выборе конструкции обсадных труб необходимо учитывать результаты совместного анализа. Это может быть достигнуто использованием комбинированной обсадной колонны. На различных глубинах устанавливают обсадные трубы разных марок стали или веса единицы длины, причем каждая марка стали способна противостоять нагрузкам, приложенным на данной глубине. Высокопрочные обсадные трубы размещают в верхней части скважины, легкие высокопрочные трубы — в средней части, а в нижней части скважины могут использоваться толстостенные обсадные трубы, способные противостоять высокому сминающему давлению.

Применение комбинированной колонны — экономичный способ выбора обсадных труб, отвечающих требованиям безопас-

ности. Несмотря на то, что можно использовать большое число марок стали для обсадной колонны, практический опыт показал, что использование более двух марок стали создает проблемы для буровых бригад.

ДЕЙСТВИЕ ДВУХОСНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Сочетание напряжений, возникающих как следствие внешних давлений и от веса обсадных труб, называют двухосными (биаксиальными) напряжениями. Двухосные напряжения снижают сопротивление обсадной колонны смятию посредством пластического разрушения и должны учитываться при проектировании глубоких скважин или комбинированных обсадных колонн. Сопротивление смятию при растяжении определяется следующим образом:

$$p_{с.с} = \frac{W p_c}{2AS_0} \left\{ \sqrt{4 \left(\frac{AS_0}{W} \right)^2 - 3} - 1 \right\}, \quad (10.10)$$

где W — вес, удерживаемый обсадной колонной; p_c — сопротивление смятию при отсутствии разрывного усилия; A — площадь поперечного сечения обсадной трубы, $A = \pi t(d_0 - t)$; d_0 — наружный диаметр обсадной трубы; t — толщина стенок обсадной трубы; S_0 — предел текучести стали при нулевой нагрузке.

Если обозначить

$$K = 2AS_0, \quad (10.11)$$

то из формулы (10.10) получим соотношение

$$\frac{p_{с.с}}{p_c} = \frac{W}{K} \left[\sqrt{4 \left(\frac{K}{2W} \right)^2 - 3} - 1 \right], \quad (10.12)$$

или

$$\frac{p_{с.с}}{p_c} = \frac{1}{K} [\sqrt{K^2 - 3W^2} - W]. \quad (10.13)$$

Формулу (10.10) можно записать в виде

$$p_{с.с} = 3,4474 \cdot 10^{-3} \frac{W \cdot p_c}{2AS_0} \left[\sqrt{1,665 \cdot 10^6 \left(\frac{AS_0}{W} \right)^2 - 3} - 1 \right], \quad (10.14)$$

где W — вес, удерживаемый обсадной колонной, Н; p_c — сопротивление смятию при отсутствии разрывного усилия, МПа; A — площадь поперечного сечения трубы, мм²; S_0 — предел текучести стали при нулевой растягивающей нагрузке, МПа.

ТАБЛИЦА 10.8

**УМЕНЬШЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ СМЯТИЮ ПРИ ДВУХОСНОМ
НАПРЯЖЕННОМ СОСТОЯНИИ**

Коэффициент растяжения	Остаточное сопротивление смятию, %	Коэффициент растяжения	Остаточное сопротивление смятию, %
0	100	0,5	65,0
0,01	99,5	0,55	60,2
0,05	97,3	0,60	55,8
0,1	94,5	0,65	50,0
0,15	91,8	0,70	44,5
0,2	88,5	0,75	38,5
0,25	85,0	0,80	32,0
0,30	81,3	0,85	25,0
0,35	77,7	0,90	17,8
0,40	76,0	0,95	9,0
0,45	69,5	1,00	0

Примечание. Коэффициент растяжения равен отношению приложенной растягивающей нагрузки (от веса обсадной колонны) к пределу текучести.

Если использовать значение K из (10.11), то формулу (10.14) можно записать в виде

$$\frac{p_{с.с}}{p_c} = 3,4474 \cdot 10^{-3} \frac{W}{K} \left[\sqrt{1,665 \cdot 10^6 \left(\frac{K}{2W} \right)^2 - 3} - 1 \right], \quad (10.15)$$

или

$$\frac{p_{с.с}}{p_c} = \frac{3,4474}{K} \cdot 10^{-3} [\sqrt{1,665 \cdot 10^6 (K^2 - 3W^2)} - W].$$

При двухосном напряженном состоянии возникают усилия в поверхностном слое, которые сокращают сопротивление обсадной трубы смятию, однако повышают сопротивление на разрыв.

Графическое решение уравнения (10.15) представлено на рис. 2.7. Уравнение (10.15) можно представить в виде табл. 10.8.

При использовании табл. 10.8 необходимо определить отношение между нагрузкой на верхнее трубное соединение наиболее слабой обсадной трубы и пределом текучести обсадной трубы, затем по табл. 10.8 найти соответствующее уменьшение сопротивления смятию. Это уменьшение сопротивления смятию действует только на верхнем соединении, а обсадная колонна приобретает большую прочность с глубиной, так как наиболее непрочная марка стали получит меньшую растягивающую нагрузку с увеличением глубины. Далее необходимо рассчитать гидростатическое давление бурового раствора на верхнем трубном соединении и сопоставить его с истинным сопротивлением смятию. Учитывая возможность смятия, следует применить

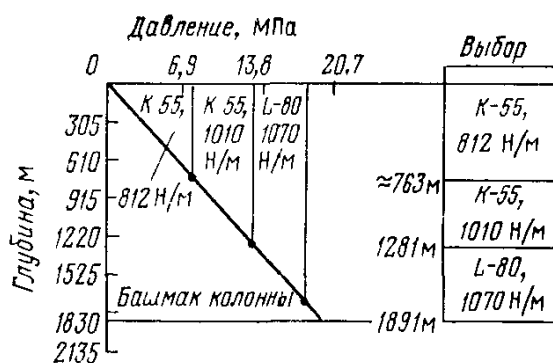


Рис. 10.7. Выбор конструкции обсадной колонны (пример 10.1)

минимальный запас прочности 0,85 или заменить марку стали соединения на более прочную (см. примеры 10.1 и 10.4).

ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Многие нефтяные фирмы применяют графический метод решения задач, связанных с расчетом обсадной колонны. Впервые этот метод рассмат-

ривался в работах В. К. Гоинса, Б. Д. Коллингса и Т. Б. О'Брайана в 1965 г. [5]. В данной книге графический метод используется более широко и учитывает действие ударных сил, максимальных нагрузок и утечек газа в процессе эксплуатации скважин. В соответствии с этим методом строится зависимость давления от глубины. Точки наносят таким образом, что вершина графика начинается в нулевой точке при нулевой глубине и нулевом давлении (рис. 10.7). На этот график наносят значения давления смятия, внутреннего давления, градиента гидроразрыва пластов и значения прочности используемых марок стали обсадных труб для условий смятия и разрыва в виде вертикальных прямых. Обсадная труба должна выбираться таким образом, чтобы ее прочностные характеристики были выше, чем максимальные существующие давления смятия и разрыва.

Прямая сминающего давления

Прямую сминающего давления определяют следующим образом: вычисляют внешнее давление H , возникающее под действием веса столба бурового раствора; рассчитывают внутреннее давление H_1 , возникающее под действием веса столба бурового раствора внутри обсадной трубы; находят сминающее давление как разность H и H_1 :

$$C = H - H_1.$$

На устье наружное и внутреннее давления равны нулю и значение $C=0$

На башмаке обсадной колонны сминающее давление C имеет максимальное значение. На графике давление — глубина соединяют нулевые координаты со значением C на глубине установки башмака обсадной колонны и получают линию сминающего давления.

Расчет смятия в некоторых случаях ведут при условии 100 %-ного опорожнения, т. е. принимают внутреннее давление

$H=0$. Условие 100 %-ного опорожнения колонны возможно лишь в следующих случаях: в обсадной колонне при спуске отсутствует буровой раствор; флюид полностью поглощается в зонах поглощения бурового раствора; флюид полностью поглощается в результате выброса газа, уровень которого снижается, т. е. отмечается выброс газа на небольшой глубине через направление. Нельзя допускать, чтобы какое-либо из этих условий возникло на практике, и в действительности они встречаются крайне редко.

При прекращении циркуляции уровень бурового раствора в скважинах падает; считается, что гидростатическое давление бурового раствора равно пластовому давлению в зоне поглощения. При встрече зоны поглощения во время бурения из-под кондуктора, спущенного на небольшую глубину, возможно опорожнение колонны с поглощением больших объемов бурового раствора.

Некоторые проектировщики исходят из того, что кондуктор полностью опорожнен при расчетах на смятие независимо от глубины спуска кондуктора, чтобы обеспечить использование в расчете дополнительного запаса прочности. Этот завышенный запас прочности можно уменьшить, если вычесть давление столба пониженного уровня бурового раствора внутри обсадной колонны из наружного сминающего давления, определив эффективное сминающее давление.

Оба метода рассматриваются в этой главе.

Полное опорожнение промежуточной колонны никогда не достигается при прекращении циркуляции, тогда как в эксплуатационной обсадной колонне предположение полного опорожнения оправдано при механизированной эксплуатации. При таком способе добычи газ закачивают с поверхности для уменьшения давления гидростатического столба жидкости на пласт и увеличения добычи. Если на поверхности давление в скважине снижено до нуля, то может произойти полное опорожнение. Полное опорожнение может возникнуть в эксплуатационной обсадной колонне в газовой скважине, когда закупорка перфорационных отверстий может привести к снижению давления на устье до нуля и создать малое давление в обсадной колонне.

Таким образом, 100 %-ное опорожнение возможно в исключительных случаях, поэтому обычно используют 40 %-ное опорожнение скважины. При этом H_1 рассчитывают, исходя из того, что обсадная колонна заполнена буровым раствором на 60 %. Этот случай подробно рассматривается в последнем разделе главы.

Прямая внутреннего давления разрыва

Прямую внутреннего давления разрыва определяют следующим образом.

1. Рассчитывают наружное давление, возникающее при столбе бурового раствора плотностью 1070 кг/м^3 . Эта величина определена по градиенту давления минерализованной воды (предполагается, что буровой раствор, в котором находится обсадная колонна, со временем утратит свои свойства в основном в результате осаждения твердой фазы, что приведет к образованию столба жидкости со значительно пониженным градиентом давления).

2. Рассчитывают внутреннее давление, возникающее под действием пластового давления.

3. Определяют давление разрыва трубы как разность значений по п. 1 и 2.

Пластовое давление в п. 2 может возникнуть при бурении следующего интервала скважины. Таким образом, промежуточная колонна рассчитана на максимальное пластовое давление, которое может возникнуть в результате выброса во время бурения открытого ствола скважины под эксплуатационную колонну.

В соответствии с рис. 10.8 внутреннее давление разрыва на башмаке обсадной колонны и на устье рассчитывают как разность между внутренним и внешним давлениями.

При разрыве от внутреннего давления на башмаке обсадной колонны возникают давления

$$\text{Внешнее давление} = (\text{CSD}) G_m, \quad (10.16)$$

$$\text{Внутреннее давление} = p_{\text{пл}} - [(\text{TD}) - (\text{CSD})] G, \quad (10.17)$$

где G , G_m — градиенты давления соответственно пластового флюида и бурового раствора.

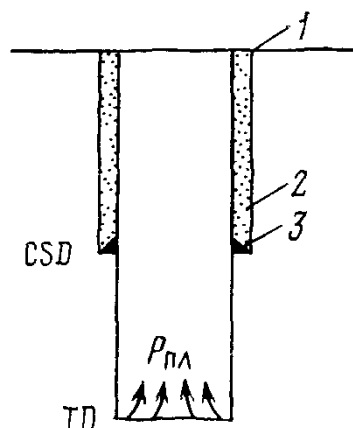
Слагаемое $[(\text{TD}) - (\text{CSD})]G$ определяет гидростатическое давление пластового флюида между общей глубиной (TD) и глубиной установки обсадной колонны (CSD). Пластовое давление $p_{\text{пл}}$ уменьшится на величину $[(\text{TD}) - (\text{CSD})]G$ при перемещении с общей глубины установки обсадной колонны (см. рис. 10.8).

Таким образом, с учетом уравнений (10.16) и (10.17)

$$\begin{aligned} \text{Внутреннее давление на башмаке обсадной колонны} = & p_{\text{пл}} - \\ & - [(\text{TD}) - (\text{CSD})] G - (\text{CSD}) G_m. \end{aligned} \quad (10.18)$$

Допускается, что градиент бурового раствора изменяется до градиента соленой воды, например $G_m = 0,01052 \text{ МПа/м}$.

Рис. 10.8. Проект обсадной колонны, учитывающий критерий разрыва труб под действием внутреннего давления:
 1 — устье скважины; 2 — буровой раствор; 3 — башмак; TD — общая глубина следующего интервала скважины; CSD — глубина установки башмака обсадной колонны;
 $p_{пл}$ — пластовое давление



При разрыве от внутреннего давления на устье действуют давления: внешнее, равное нулю, и внутреннее, равное $p_{пл} - (TD) G$.

Следовательно, можно записать, что

$$\text{Внутреннее давление на устье} = p_{пл} - (TD) G. \quad (10.19)$$

В обычной конструкции обсадной колонны предполагают возможность выброса газа, в результате чего предупреждаются аварии. Так как газовый градиент имеет величину порядка 0,00266 МПа/м, то пластовое давление снижается очень незначительно по мере того, как газ поднимается вверх по стволу скважины.

Когда допускается выброс газа, необходимо учесть следующее:

место установки башмака обсадной колонны требуется выбрать так, чтобы давление газа на башмаке обсадной колонны было меньше давления гидроразрыва пласта;

данные о давлении газа должны быть получены из коллекторов в открытом стволе скважины.

В разведочных скважинах, где пластовые давления неизвестны, их значения принимают равными давлению при максимальной прогнозируемой плотности бурового раствора на этой глубине. Давление газа, равное этому значению, применяют для расчетов внутренних давлений.

На эксплуатируемых площадях пластовые давления обычно определяют приборами, спускаемыми в скважину на тросе, или испытателем пласта, спускаемым на колонне бурильных труб, а также при испытании на приток. Эти значения должны использоваться при расчетах и выборе конструкции обсадной колонны.

Растягивающие усилия

Растягивающие усилия определяют следующим образом: рассчитывают вес обсадной колонны в воздухе (положительное значение), выталкивающую силу (отрицательное значение),

изгибающее усилие в отклоненных скважинах (положительное значение) и ударные нагрузки, возникающие вследствие торможения обсадной колонны.

Первые три составляющие существуют постоянно независимо от статического и динамического состояния трубы, а последняя (ударные нагрузки) — только при перемещениях колонны.

Растягивающие усилия должны определяться точно, чтобы не происходило превышение предела текучести выбранной обсадной трубы. Кроме того, нагрузка на оборудование всегда должна быть меньше, чем номинальная грузоподъемность вышки, чтобы при спуске или подъеме обсадная колонна не повреждалась.

При выборе обсадных труб важно проверить, выдерживает ли труба нагрузку от собственного веса в буровом растворе, а когда труба окончательно выбрана, следует рассчитать общие растягивающие усилия и сопоставить их со значениями предела текучести в трубном соединении или теле трубы. Запас прочности (равный отношению предела текучести замка или тела трубы к общим растягивающим усилиям) должен составлять (при растяжении) 1,6—1,8.

Пример 10.1. Рассчитать комбинированную обсадную колонну из труб диаметром 339,7 мм, спускаемую на глубину 1890 м. Плотность бурового раствора в скважине составляет 1073,4 кг/м³. Принять запас прочности при растяжении 1,8, при смятии 0,85. Параметры применяемых марок стали для обсадных труб представлены ниже.

Марка стали трубы	K-55	K-55	L-80
Вес, Н/м	81,2	1010	1070
Предел текучести, кН:			
тела трубы	3794	4755	7388
соединительной муфты	2829	5783	7340

Тип соединения — LTC (муфтовое соединение с длинной закругленной резьбой) для K-55 (810 Н/м) и BTS («Батресс») для остальных марок стали, градиент бурового раствора равен 0,010 53 МПа/м.

Решение. 1. Расчет на смятие. Давление на глубине 1890 м равно $0,00981 \cdot \rho h = 0,00981 \cdot 1073,4 \cdot 1890 = 19,9$ МПа. На графике давление — глубина проведем прямые, определяющие давления смятия для трех типов марок стали (вертикальные прямые на рис. 10.7).

Соединим прямой точку 0 и точку с координатами 1980 м и 19,9 МПа. Точки пересечения названных прямых определяют максимальные глубины применения труб из соответствующих марок стали.

Необходимо учитывать, что при этом запас прочности равен единице. Например, трубы из стали марки K-55 могут использоваться только до глубины 1740 м (см. рис. 10.7). При запасе прочности 0,85 предельная глубина будет составлять 2047 м. На проектной глубине 1890 м запас прочности будет равен $1740/1890 = 0,92$. Выше глубины 1890 м запас прочности увеличивается и равен максимальному значению на глубине 1280 м. Результаты выбора марки стали труб представлены ниже.

Глубина скважины, м . . .	0—280	280—740	740—1270	1270—1890
Марка стали труб	K-55	K-55	K-55	L-80
Вес трубы, Н/м	1010	812	1010	1070
Длина участка труб, м . . .	243	497	530	620
Минимальный запас прочности	1	1	1	0,92

2. Расчет на растяжение. В исходных данных приведены два значения предела текучести: для тела трубы и соединительной муфты. В расчетах запаса прочности при растяжении используют меньшую величину. Расчет необходимо проводить снизу вверх. Результаты расчетов представлены ниже.

Марка стали труб .	L-80	K-55	K-55
Длина участка, м .	620	530	740
Вес секции, кН . .	$620 \cdot 1070 = 663,4$	$530 \cdot 1010 = 535,3$	$740 \cdot 812 = 600,9$
Нарастающая нагрузка на верхнюю трубу, кН	663,4	$663,4 + 535,3 = 1198,7$	$1198,7 + 600,9 = 1799,6$
Запас прочности на растяжение	$7340/663,4 = 11,1$	$4755/1198,7 = 3,97$	$2829/1799,6 = 1,57$

Очевидно, что в верхнем интервале длиной 740 м необходимо использовать трубы различной толщины, поскольку для труб из стали K-55 весом 812 Н/м запас прочности составляет 1,57, т. е. меньше 1,8.

Найдем предельную длину секции из этих труб при коэффициенте запаса прочности 1,8. Имеем уравнение $1,8 = 2829/W_{тр}$, где $W_{тр}$ — допустимая нарастающая нагрузка на верхнюю трубу марки стали K-55 при запасе прочности 1,8, кН. Отсюда $W_{тр} = 2829/1,8 = 1571,7$ кН.

Допустимый вес секции из труб марки стали K-55 равен $1571,7 - 1198,7 = 373$ кН.

Допустимая длина секции из труб марки стали K-55 весом 812 Н/м равна отношению $373 \cdot 1000/812 = 460$ м.

Таким образом, трубы из стали марки K-55 весом 812 Н/м устанавливают в интервале 740—280 м (длина секции труб равна 460 м).

В интервале 0—280 м можно установить толстостенные трубы из стали K-55 весом 1010 Н/м.

Проверим запас прочности для этих труб. Общая нагрузка на верхнюю трубу из стали K-55 весом 1010 Н/м равна $1571,1 + 280 \cdot 1010 \cdot 10^{-3} = 1853,7$ кН, запас прочности при растяжении составляет $4755/1853,7 = 2,57$.

Следовательно, имеем конструкцию обсадной колонны.

Интервал установки, м . . .	0—280	280—740	740—1270	1270—1850
Марка стали труб	K-55	K-55	K-55	L-80
Вес, Н/м	1010	812	1010	1070

В разведочных скважинах отказываются от марок стали с предельным запасом прочности. Описанный выше расчет можно упростить и получить дополнительный запас прочности, исключив риск использования слабого трубного соединения в опасном интервале скважины. В примере, наиболее «слабая» марка — K-55 весом 812 Н/м, поэтому при отборе ее можно исключить. Окончательно конструкция обсадной колонны имеет вид.

Интервал установки, м	0—1270	1270—1890
Марка стали труб	K-55	L-80
Вес, Н/м	1010	1070

ВЫТАЛКИВАЮЩАЯ СИЛА

В соответствии с законом Архимеда на погруженное в жидкость тело действует выталкивающая сила, направленная вверх и равная весу вытесненной им жидкости. При проектировании осадных труб выталкивающая сила необходима для расчета нагрузки на оборудование (вышку) и силы эффективного напряжения растяжения на верхнюю трубу. Выталкивающая сила действует на нижнюю трубу и приводит к уменьшению веса подвешенной обсадной колонны.

Рассмотрим цилиндр длиной 1 м, имеющий плотность ρ_s и полностью погруженный в жидкость плотностью ρ_m .

Пусть цилиндр имеет наружный d_n и внутренний d_b диаметры. Вес равен произведению массы на ускорение силы тяжести.

Вес цилиндра в воздухе

$$W_a = A_s \rho_s g, \quad (10.20)$$

где A_s — площадь поперечного сечения цилиндра,

$$A_s = \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_b^2).$$

Если цилиндр заменить на эквивалентный объем жидкости плотностью ρ_m , то вес жидкости

$$W_m = \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_b^2) \rho_m g, \text{ или } W_m = A_s \rho_m g.$$

Если стальной цилиндр погрузить в жидкость плотностью ρ_m , то он вытеснит объем жидкости, равный его собственному объему и будет испытывать действие выталкивающей силы.

Следовательно, эффективный вес обсадной трубы, т. е. вес с учетом выталкивающей силы жидкости

$$W_b = W_a - W_m, \text{ или } W_b = (A_s \rho_s - A_s \rho_m) g.$$

Умножив и разделив правую часть этого выражения на W_a , получаем

$$W_b = \frac{W_a}{W_a} (A_s \rho_s - A_s \rho_m) g = W_a \left(\frac{A_s \rho_s}{W_a} - \frac{A_s \rho_m}{W_a} \right) g, \text{ или}$$

$$W_b = W_a \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_s} \right) = W_a (BF), \quad (10.21)$$

где BF — коэффициент потери веса при погружении в жидкость,

$$BF = 1 - \rho_m / \rho_s \quad (10.22)$$

(значение BF всегда меньше единицы).

Выталкивающую силу можно рассчитать как разность веса в воздухе и веса в воде:

$$W_m = W_a - W_b = W_a - W_a(BF), \text{ или } W_m = W_a [1 - (BF)]. \quad (10.23)$$

Выталкивающая сила действует на все погруженное тело, и ее величина постоянна на протяжении всей обсадной колонны.

Пример 10.2. Обсадная труба весом 387 Н/м и диаметром 177,8 мм должна быть установлена на глубине 5182 м. Внутренний диаметр труб составляет 159,4 мм. Определить выталкивающую силу и коэффициент потери веса при погружении при плотности бурового раствора 1498 кг/м³.

Решение. Вес обсадной трубы в воздухе равен $387 \times 5182 = 2\,005\,434 \text{ Н} = 2005,4 \text{ кН}$; коэффициент потери веса при погружении $BF = 1 - 1498/7850 = 0,809$; общий вес обсадной трубы в растворе равен $2005,4 \times 0,809 = 1622,7 \text{ кН}$. Выталкивающая сила $U_m = 2005,4 - 1622,7 = 382,7 \text{ кН}$.

ИЗГИБАЮЩИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Изгибающие напряжения возникают, если обсадные трубы спущены в наклонно направленные скважины с большим углом отклонения или в скважины со значительной интенсивностью искривления ствола. Значения изгибающих напряжений можно определить, рассмотрев брус, подверженный чистому изгибу (рис. 10.9). Предположим, что поперечные сечения плоскостями бруса останутся плоскими после изгиба, радиус кривизны бруса больше поперечных размеров, а модуль Юнга материала труб имеет постоянное значение при растяжении и сжатии.

При чистом изгибе верхняя поверхность бруса удлиняется и, следовательно, растянута, тогда как нижняя — укорачивается и сжата.

Между сжатой и растянутой поверхностями существует плоскость, в которой нет продольной деформации. Эта плос-

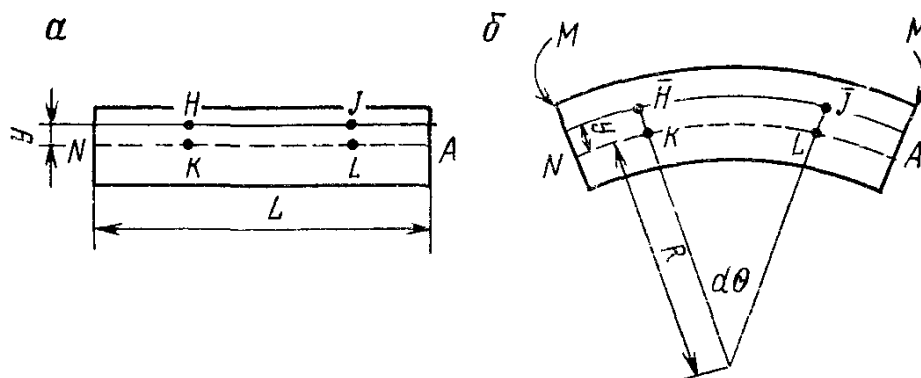


Рис. 10.9. Положение бруса до изгиба (а) и при изгибе (б); M — изгибающий момент

кость называется нейтральной, а прямая, параллельная этой плоскости, является нейтральной осью (линия NA на рис. 10.9).

Рассмотрим поверхность HJ на расстоянии y от NA , которая имеет протяженность KL на нейтральной оси (рис. 10.9, а). После изгиба поверхность HJ деформируется в виде дуги ($\bar{H}\bar{J}$ на рис. 10.9, б) радиусом R , образуя внутренний угол $d\theta$. Поверхность KL , находящаяся на нейтральной поверхности, сохраняет свою первоначальную длину.

Таким образом, продольное напряжение на линии $\bar{H}\bar{J}$

$$e = \frac{\bar{H}\bar{J} - HJ}{HJ} = \frac{(R + y) d\theta - R d\theta}{R d\theta},$$

где y — расстояние дуги HJ от нейтральной оси; R — радиус кривизны деформированного бруса.

Поскольку $HJ = KL = R d\theta$, то можно записать

$$e = y/R. \quad (10.24)$$

Если допустить, что брус остается упругим после изгиба, то будет справедлив закон Гука. Следовательно,

$$\sigma = Ee = E \frac{y}{R}, \quad (10.25)$$

где σ — продольное напряжение.

Если первоначальная длина бруса L , а общий угол деформации θ , то $NA = R\theta$. Но $NA = L$, поэтому

$$L = R\theta. \quad (10.26)$$

Подставляя (10.26) в уравнение (10.25), получаем

$$\sigma = \frac{Ey}{L/\theta} = \frac{Ey\theta}{L}. \quad (10.27)$$

Максимальное растягивающее усилие σ возникает в верхнем конце бруса при $y = 0,5 D$, где D — диаметр бруса.

Итак,

$$\sigma = \frac{Ey\theta}{L} = \frac{ED\theta}{2L}. \quad (10.28)$$

Кроме того, изгибающее усилие $FB = \sigma A$, где A — площадь поперечного сечения.

Отсюда следует формула

$$FB = \frac{ED}{2L} A\theta.$$

Угол θ обычно определяется в градусах, и поэтому можно записать окончательно:

$$FB = \frac{EDA}{2A} \theta \frac{\pi}{180}. \quad (10.29)$$

УДАРНЫЕ НАГРУЗКИ

При спуске обсадных колонн (или бурильных труб) требуется, чтобы труба тормозилась последние 1,5 м, прежде чем плашки будут посажены в роторном стволе и колонна остановится. В процессе торможения обсадной колонны возникают ударные (или динамические) нагрузки в теле трубы. Эти напряжения (или нагрузки) действуют на протяжении короткого периода времени. Таким образом, ударные нагрузки отличаются от статических (например, вес тела трубы или изгибающая нагрузка), при которых вся труба подвергается растяжению либо сжатию.

Ударная нагрузка может быть такой, что произойдет разрыв обсадной колонны.

Действие ударной нагрузки впервые было определено Т. Вриландом [6] в 1961 г., когда им был представлен аналитический метод расчета ударной нагрузки. Ниже показано, что значение ударной нагрузки в 2 раза превышает величину, установленную Т. Вриландом с учетом средних скоростей спуска. При учете максимальных скоростей показано, что фактическая ударная нагрузка в 4 раза больше значения, установленного Т. Вриландом.

ПЕРЕДАЧА УДАРНЫХ ВОЛН

Когда обсадная или бурильная труба внезапно тормозится клиньями, материал трубы около клиньев имеет скорость v , направленную вниз, и испытывает напряжение сжатия σ . Частицы материала трубы ударяются о соседние, сообщая им напряжение и скорость. Удары распространяются, создавая волну сжимающего усилия, проходящую по телу трубы (рис. 10.10, а).

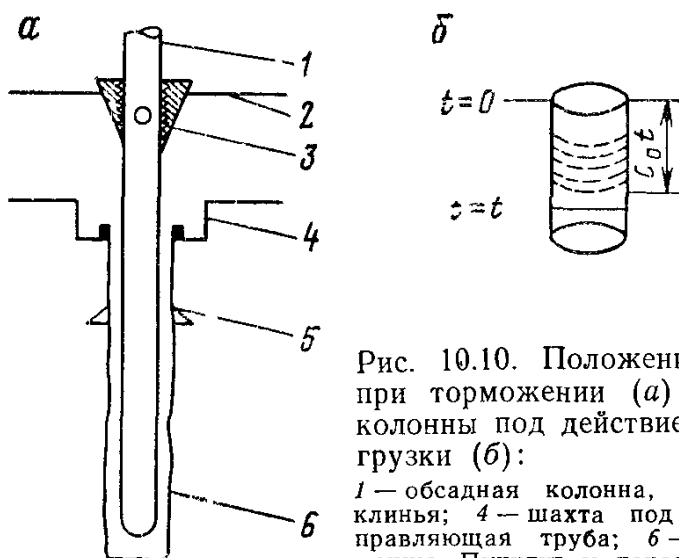


Рис. 10.10. Положение обсадной колонны при торможении (а) и элемент обсадной колонны под действием волны ударной нагрузки (б):

1 — обсадная колонна, 2 — роторный стол; 3 — клинья; 4 — шахта под полом вышки; 5 — направляющая труба; 6 — башмак обсадной колонны. Пунктиром показан фронт волны

Волна сжимающих напряжений проходит от участка захвата клиньев к башмаку обсадной колонны, где происходит ее отражение.

Предположим, что скорость этой волны C_0 , тогда через какое-то время t волна захватит расстояние $C_0 t$ вдоль этой обсадной колонны (рис. 10.10, б). В течение времени t частицы материала обсадной трубы перемещаются на расстояние vt . Используя закон сохранения количества движения, получим изменение момента длины

$$C_0 t = \text{Импульс силы} \times \text{Время.} \quad (10.30)$$

Кроме того,

$$\begin{aligned} \text{Импульс силы} &= \text{Напряжение} \times \text{Площадь поперечного сечения} = \\ &= \sigma A. \end{aligned} \quad (10.31)$$

Подставляя выражение (10.31) в уравнение (10.30), находим

$$mv = \rho A t, \quad (10.32)$$

где m — масса элемента обсадной колонны длиной $C_0 t = AC_0 t$; v — скорость частиц в зоне ударной нагрузки.

Подставляя значение m в уравнение (10.32), получаем $AC_0 t \rho v = \sigma A t$, следовательно,

$$\sigma = \rho C_0 v. \quad (10.33)$$

Сжимающие напряжения σ распространяются к башмаку обсадной колонны

В приведенном выше анализе использовалась линейная теория, согласно которой обсадная колонна представляет длинный тонкий стержень постоянного поперечного сечения. Эти допущения дают незначительную погрешность [7]

ОТРАЖЕНИЕ ВОЛН СЖИМАЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Когда волна сжимающих напряжений достигает свободного конца башмака обсадной колонны, то на этом конце происходят три изменения. Волна отражается, изменяя свою характеристику и становясь волной растягивающих напряжений, и распространяется вверх по обсадной колонне. На башмаке обсадной колонны отраженная волна растягивающих напряжений гасит волну сжимающих напряжений.

Отраженная волна перемещается вверх от башмака обсадной колонны до устья, где она сталкивается с закрепленным концом трубы (поскольку обсадная колонна удерживается на месте клиньями). Движение частиц гасится на закрепленном конце, и волна растягивающих напряжений отражается в виде волны растягивающих напряжений. Таким образом, на свобод-

ном конце отражение волн сопровождается переменной знака, тогда как на закрепленном конце отражение не изменяет знака первоначальной волны. Более подробно механика отражения волн рассматривается в работе [7].

Отражение волны напряжений дает в результате общее напряжение [2], которое действует на площадь захвата клиньев и добавляется к напряжению от веса колонны в клиньях. Эта волна существует в течение короткого промежутка времени и затухает, когда наращивают следующее звено обсадной (бурильной) колонны.

Например, для скважины глубиной 3048 м время пробега волны от устья до башмака обсадной колонны и обратно

$$t = 2L/C_0 = 2 \cdot 3048/5190 = 1,2 \text{ с},$$

где C_0 — скорость одномерной волны в стали, $C_0 = 5190$ м/с

Таким образом, через 1,2 с на устье исключается любая ударная нагрузка

Поскольку сила равна произведению напряжения на площадь поперечного сечения, то общее ударное усилие (динамическая нагрузка) на устье

$$F_y = 2\sigma A. \quad (10.34)$$

Объединив уравнения (10.33) и (10.34), получим

$$F_y = 2\rho C_0 v A. \quad (10.35)$$

Ударная сила, рассчитанная из уравнения (10.35), в 2 раза больше величины, которая приводится в статье Т. Вриланда [6]

При средней скорости спуска одной трубы 0,923 м/с уравнение (10.3) имеет следующий вид:

$$F_y = 0,94 W_n, \quad (10.36)$$

где F_y — ударная сила, кН; W_n — средний вес 1 м обсадной трубы, Н/м.

МАКСИМАЛЬНАЯ СКОРОСТЬ

Ударная нагрузка значительно возрастает, если принять во внимание максимальную скорость. Пусть начальная скорость обсадной колонны равна нулю, а максимальная скорость v_y в 2 раза больше средней скорости спуска 0,923 м/с. Таким образом, уравнение (10.36) приобретает следующий вид:

$$F_y = 1,88 W_n. \quad (10.37)$$

Пример 10.3 Определить величину ударной нагрузки при спуске обсадной трубы из стали марки L-80 весом 650 Н/м и диаметром 244,5 мм, учитывая, что средняя скорость спуска составляет 0,923 м/с, а максимальная скорость превышает среднюю в 2 раза.

Решение. Из уравнений (10.36) и (10.37) соответственно получаем

$$F_y = 0,94 \cdot 650 = 611 \text{ кН и } F_y = 2 \cdot 611 = 1222 \text{ кН.}$$

Этот результат показывает, что для обсадной колонны из труб диаметром 244,5 мм марки стали L-80 скорость спуска 0,923 м/с — критическая. Ударную нагрузку можно уменьшить путем снижения средней скорости спуска.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Пример. 10.4. Требуется определить состав обсадных колонн, выбрать марку стали труб разведочной скважины глубиной 4327 м при следующих данных.

Интервал бурения, м	0—107	107—1890	1890—3170	3170—4237
Диаметр используемого долота, мм	660,4	444,5	311,2	215,9
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1041	1073	1169	1394

Конструкция скважины включает кондуктор из 508-мм труб (интервал 0—107 м), первую промежуточную колонну из 339,7-мм труб (интервал 0—1890 м), вторую промежуточную колонну из 244,5-мм труб (интервал 0—3170 м) и третью промежуточную колонну из 177,8-мм труб (интервал 0—4237 м).

Колонную головку устанавливают на кондукторе.

При расчете принять коэффициенты запаса прочности на разрыв от внутреннего давления, от растяжения и на смятие 1,1; 1,8 и 0,85 соответственно.

Градиенты пластового давления для различных интервалов представлены ниже.

Интервал бурения, м	0—1890	1890—3170	3170—4237
Градиент пластового давления, МПа/м	0,01050	0,01086	0,01289

При бурении интервала 1890—3170 м допускается значительное искривление ствола скважины с интенсивностью 10°/100 м. Остальные интервалы имеют незначительное искривление. При расчете обсадных колонн из 244,5-мм и 177,8-мм труб учесть ударные нагрузки. При определении сопротивления смятию от внутреннего давления, разрыва при растяжении и предела текучести использовать данные табл. 10.4—10.7.

Необходимо рассчитать обсадные колонны для данных диаметров скважины, учитывая соответствующие марки стали труб и максимальные ожидаемые давления.

1. Кондуктор диаметром 508 мм. Эта колонна испытывает действие пластового давления нижележащего интервала скважины до глубины 1890 м. Примем, что в интервале 107—1890 м отсутствуют газовыделяющие пласты и в расчетах учтем возможность водопроявления при градиенте давления 0,0105 МПа/м.

Вероятность газопроявлений необходимо учитывать в расчетах, если известно их наличие в указанном интервале.

Расчет на смятие. Сминающее давление (Па) на любой глубине определяется формулой.

$$9,81 \times \text{Плотность бурового раствора} \times \text{Глубина.}$$

Сминающее давление на устье равно нулю, а на глубине 107 м составляет $9,81 \cdot 1041 \cdot 107 = 1\,092\,706 \text{ Па} \approx 1,1 \text{ МПа}$.

Рис. 10.11. Конструкция обсадной колонны диаметром 508 мм

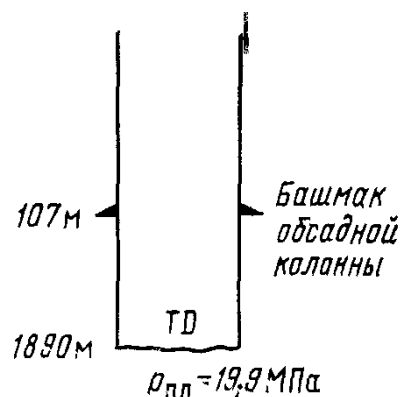
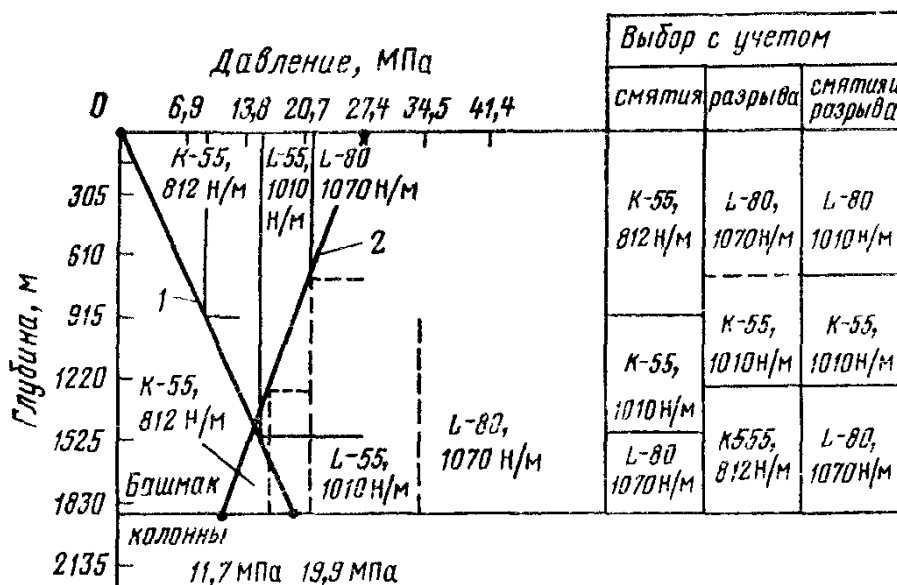


Рис. 10.12. Диаграмма давлений для расчета обсадной колонны диаметром 339,7 мм:

1 — давление смятия; 2 — внутреннее давление разрыва трубы



Это давление — наружное и действует с внешней стороны обсадной колонны, если предположить 100 %-ное опорожнение колонны при полном прекращении циркуляции.

Расчет на разрыв труб от внутреннего давления. Давление разрыва представляет собой разность внутреннего и наружного давлений.

Определим разрыв на башмаке обсадной колонны диаметром 339,7 мм (рис. 10.11).

Пластовое давление на глубине 1890 м

$$p_{пл} = 1890 \cdot 0,0105 = 19,85 \text{ МПа.}$$

Внутреннее давление определяется по формуле:

$$p_v = p_{пл} - [(TD) - (CSD)] G, \quad (10.38)$$

где TD — глубина нахождения башмака обсадной колонны из труб диаметром 339,7 мм; CSD — глубина нахождения башмака обсадной колонны из труб диаметром 508 мм (предыдущая обсадная колонна); G — градиент давления раствора в колонне в процессе проявления.

Находим

$$p_v = 19,85 - (1890 - 107) 0,0105 = 1,13 \text{ МПа.}$$

Наружное давление равно произведению глубины установки башмака колонны на градиент бурового раствора. Таким образом,

$$p_H = 107 \cdot 1041 \cdot 10^{-3} \cdot 0,00981 = 1,09 \text{ МПа.}$$

Внутреннее избыточное давление равно разности внутреннего и наружного давлений, т. е.

$$p_{вн} = 1,13 - 1,09 = 0,04 \text{ МПа}$$

Внутреннее избыточное давление на устье устанавливается по формуле

$$p_{вн} = p_{пл} - (TD) G = 19,85 - 1890 \cdot 0,0105 = 0.$$

Отметим, что нулевое избыточное давление на устье определено из условия полного опорожнения колонны. Если учитывать газопроявления при бурении интервала 107—1890 м, то давления разрыва на устье и башмаке колонны диаметром 339,7 мм составляют 15,1 и 15,0 МПа соответственно.

При выборе марки стали труб для колонны диаметром 339,7 мм не требуется строить график давление — глубина. При этом сравнивают прочностные характеристики обсадных труб (см. табл. 10.4) со значениями установленных давлений.

Из табл. 10.4 видно, что все имеющиеся марки стали имеют сопротивления смятию и разрыву от внутреннего давления выше расчетных.

Принимаем трубы из стали марки К 55 весом 1400 Н/м, прочностью на смятие и разрыв от внутреннего давления соответственно 3,6 и 14,5 МПа и пределом текучести тела трубы 6583 кН.

Трубы из стали марки К-55 — наиболее легкие и дешевые из всех имеющихся марок

Поскольку колонную головку устанавливают на колонне диаметром 508 мм, то последняя будет испытывать сжатие от веса других обсадных колонн.

2. Промежуточная обсадная колонна диаметром 339,7 мм. Эту колонну спускают до глубины 1890 м. В случае выброса газа (проявления) трубы испытывают действие пластового давления ниже лежащего интервала скважины до 3170 м.

Расчет на смятие. Давление смятия на устье равно нулю, а на глубине 1890 м

$$9,81 \cdot 1073 \cdot 1890 \cdot 10^{-6} = 19,89 \text{ МПа.}$$

Воспользуемся рис. 10.12. Проводим прямую через точку 0 и точку с координатами 19,89 МПа и 1890 м. На рис. 10.12 проведены вертикальные прямые, соответствующие значениям давления смятия для труб из стали марки К-55 весом 812 Н/м; К-55 весом 1010 Н/м; L-80 весом 1070 Н/м. Ниже представлены некоторые характеристики обсадных труб указанных марок.

Марка стали	К-55*	К-55**	L-80**
Вес, Н/м	812	1010	1070
Сопротивление смятию (МПа) при коэффициенте запаса проч- ности:			
1,00	7,8	13,4	18,4
0,85	$\frac{7,8}{0,85} = 9,2$	$\frac{13,4}{0,85} = 15,8$	$\frac{18,4}{0,85} = 21,6$

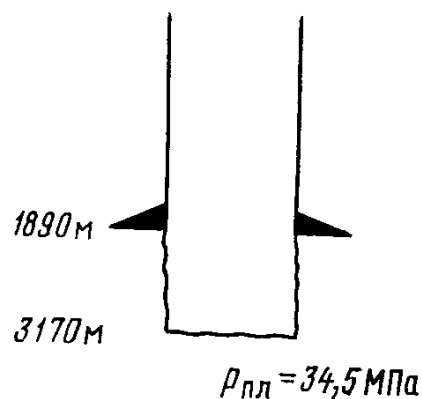
* Замок муфтовый, удлиненная резьба закругленного профиля

** Замок муфтовый, резьба типа «Батресс».

Расчет на разрыв труб от внутреннего давления. Пластовое давление на глубине 3170 м (рис. 10.13)

$$p_{пл} = 3170 \cdot 0,01086 = 34,4 \text{ МПа.}$$

Рис. 10.13. Конструкция обсадной колонны диаметром 339,7 мм



Внутреннее давление определяется формулой

$$p_v = p_{пл} - [(TD) - (CSD)] G_r, \quad (10.39)$$

где G_r — градиент давления флюида в колонне при проявлении.

Принято, что в колонне находится газ, градиент которого равен 0,00226 МПа/м, поэтому

$$p_v = 34,4 - (3170 - 1890) 0,00226 = 31,5 \text{ МПа.}$$

Наружное давление на глубине 1890 м

$$p_n = 1890 \cdot 0,0105 = 19,85 \text{ МПа.}$$

Таким образом, давление разрыва от внутреннего давления на башмаке обсадной колонны:

$$31,5 - 19,85 = 11,65 \text{ МПа.}$$

Давление разрыва от внутреннего давления на устье обсадной колонны равно

$$p_{пл} - (TD) G_r = 34,4 - 3170 \cdot 0,00226 = 27,24 \text{ МПа.}$$

На рис 10.12 проводим линию давления разрыва между точками 11,65 МПа на башмаке колонны и 27,24 МПа на устье.

Ниже приведены взятые из табл. 10.5 характеристики обсадных труб.

Марка стали	K-55*	K-55**	L-80**
Вес, Н/м	812	1010	1070
Сопротивление разрыву (МПа) при коэффициенте запаса проч- ности:			
1,00	18,8	23,8	37,1
1,10	$\frac{18,8}{1,1} = 17,1$	$\frac{23,8}{1,1} = 21,6$	$\frac{37,1}{1,1} = 33,7$

* Замок муфтовый, удлиненная резьба закругленного профиля.

** Замок муфтовый, резьба типа «Батресс».

Проводим вертикальные прямые (пунктирные) на рис. 10.12, соответствующие значениям сопротивления разрыва от внутреннего давления для названных марок стали.

Выбор марки стали труб Во-первых, необходимо использовать самые легкие трубы, поскольку они наиболее дешевые. Во-вторых, из рис 10.12 видно, что данные марки стали удовлетворяют условиям прочности на смятие и приемлемы для следующих глубин.

Интервал, м	0—930	930—1509	1509—1890
Марка стали	K-55	K-55	L-80
Вес трубы, Н/м	812	1010	1070

Наконец, по линии разрыва (см. рис. 10.12) находим следующие интервалы установки труб различных марок стали для обсадной колонны диаметром 339,7 мм.

Интервал, м	0—732	732—1280	1280—1890
Марка стали	L-80	K-55	K-55
Вес трубы, Н/м	1070	1010	812

При определении марки стали труб обсадной колонны необходимо одновременно удовлетворить условиям прочности на смятие и разрыв. Из рис. 10.12 видно, что сталь марок K-55 (812 Н/м) и K-55 (1010 Н/м) не удовлетворяет условиям прочности при разрыве от внутреннего давления в интервале 0—1280 м. Таким образом, в интервале 0—732 м можно использовать только трубы из стали марки L=80 (1070 Н/м).

Сталь марки K-55 (1010 Н/м) удовлетворяет условиям прочности на смятие в интервале 0—1509 м и условиям прочности на разрыв в интервале 732—1280 м. Следовательно, только в интервале 732—1280 м можно установить трубы из стали марки K-55 (1010 Н/м). В интервале 1280—1890 м можно одновременно обеспечить прочность на смятие и разрыв только трубами из марки стали L=80 (1070 Н/м).

Имеем следующую компоновку обсадной колонны диаметром 339,7 мм.

Интервал установки, м	0—732	732—1280	1280—1890
Марка стали	L-80	K-55	L-80
Вес трубы, Н/м	1070	1010	1070
Вес секции в воздухе, кН	$732 \cdot 1,07 = 783,2$ $(1280 - 732) \cdot 1,01 = 553,5$ $(1890 - 1280) \times 1,07 = 652,7$		

Отметим, что сталь марки K-55 (812 Н/м) исключена, поскольку она не удовлетворяет условиям прочности на смятие и на разрыв.

Расчет на растяжение. Если не учитывать изгибающие напряжения и ударные нагрузки, то принятые марки можно проверить, сравнив растягивающую нагрузку, действующую на каждую секцию колонны, с пределом текучести соответствующих типов труб.

Для обсадных труб диаметрами 244,5 и 177,8 мм действие изгибающих напряжений и ударной нагрузки можно приближенно учитывать так, как и вес в жидкости, чтобы уменьшить завышение запаса прочности. Ниже приведены минимальные коэффициенты запаса прочности на растяжение для установленных марок стали.

Сталь марки	L-80	K-55	L-80
Вес секции в воздухе, кН	783,2	553,5	652,7
Нарастающий вес колонны, кН	783,2	1336,7	1989,4
Коэффициент запаса прочности при растяжении	$\frac{7388}{783,2} = 9,43$	$\frac{4755}{1336,7} = 3,56$	$\frac{7388}{1989,4} = 3,71$

Очевидно, что для всех труб обеспечивается минимальный коэффициент запаса прочности 1,8 при растяжении.

Таким образом, принятые марки стали труб удовлетворяют условиям прочности при смятии, разрыве и растяжении.

Опрессовка. После того, как обсадная колонна спущена и зацементирована, проводят ее опрессовку, прежде чем будет продолжено бурение ниже башмака колонны. При опрессовке используют давление, равное 60 % - ному давлению разрыва для самой низкой группы прочности обсадных труб

(трубы из стали марки К-55 весом 1010 Н/м), т. е. давление опрессовки для колонны диаметром 339,7 мм равно $0,6 \cdot 23,8 = 14,28$ МПа.

Кроме того, при испытании обсадных труб к трубам прикладывают дополнительное растягивающее усилие, так, чтобы коэффициент запаса прочности был не меньше величины 1,8 для верхней трубы из стали самой низкой группы прочности.

Можно записать формулу:

Общее растяжение при опрессовке на верхней трубе = Вес колонны в жидкости + Растягивающее усилие при опрессовке = Вес колонны в воздухе $\times (BF) + (\pi/4)(ID)^2 \times$ Давление опрессовки.

В данном случае $BF = 1 - (1073/7850) = 0,863$. Принимая внутренний диаметр 313,6 мм (табл. 10.5) для труб из стали марки L-80 (1070 Н/м), находим

$$\text{Растягивающее усилие} = 1989,4 \cdot 10^3 \cdot 0,863 + (\pi/4) 0,3136^2 \times 14,28 \cdot 10^6 = 2818933 \text{ Н} \approx 2820 \text{ кН.}$$

Коэффициент запаса прочности при растяжении для верхней трубки из стали марки L-80 (1070 Н/м):

$$SF = 7388/2820 = 2,62.$$

Двухосное напряженное состояние. Необходимо проверить самую низкую группу прочности стали и предварительно найти коэффициент растяжения, который равен отношению нагрузки на самое слабое соединение к пределу текучести тела (или муфты) трубы.

В данном случае наиболее слабыми являются трубы из стали марки К-55 (1010 Н/м), предел текучести тела трубы которой составляет 4755 кН, а сопротивление материала муфты LTS равно 3714 кН (см. табл. 10.5).

Таким образом, коэффициент растяжения равен $1336,7/3714,0 = 0,36$. Для этого коэффициента сопротивление трубы на смятие уменьшается на 77,7 % (см. табл. 10.8). Поэтому, можно записать, что сопротивление смятию трубы из стали марки К-55 весом 1010 Н/м равно $0,777 \cdot 13,5 = 10,5$ МПа.

Давление смятия от действия бурового раствора плотностью 1073 кг/м³ на глубине 732 для верхней трубы из стали марки К-55 весом 1010 Н/м:

$$p_c = 9,81 \cdot 1073 \cdot 732 \cdot 10^{-6} = 7,71 \text{ МПа}$$

Коэффициент запаса прочности при смятии для верхней трубы из стали марки К-55 весом 1010 Н/м:

$$SF = \frac{\text{Сопротивление смятию}}{\text{Давление смятия}} = \frac{10,5}{7,71} = 1,36.$$

Окончательная компоновка обсадной колонны диаметром 339,7 мм представлена ниже.

Интервал установки, м	0—732	732—1280	1280—1890
Марка стали	L-80	K-55	L-80
Номинальный вес трубы, Н/м	1070	1010	1070

3. Промежуточная обсадная колонна диаметром 244,5 мм. Обсадную колонну диаметром 244,5 мм спускают до глубины 3170 м. В случае проявления она подвергается воздействию пластового давления лежащего ниже интервала скважины до глубины 4236 м.

Расчет на смятие. Давление смятия на устье равно нулю, а на башмаке колонны давление смятия:

$$9,81 \cdot 1169 \cdot 3170 \cdot 10^{-6} = 36,35 \text{ МПа.}$$

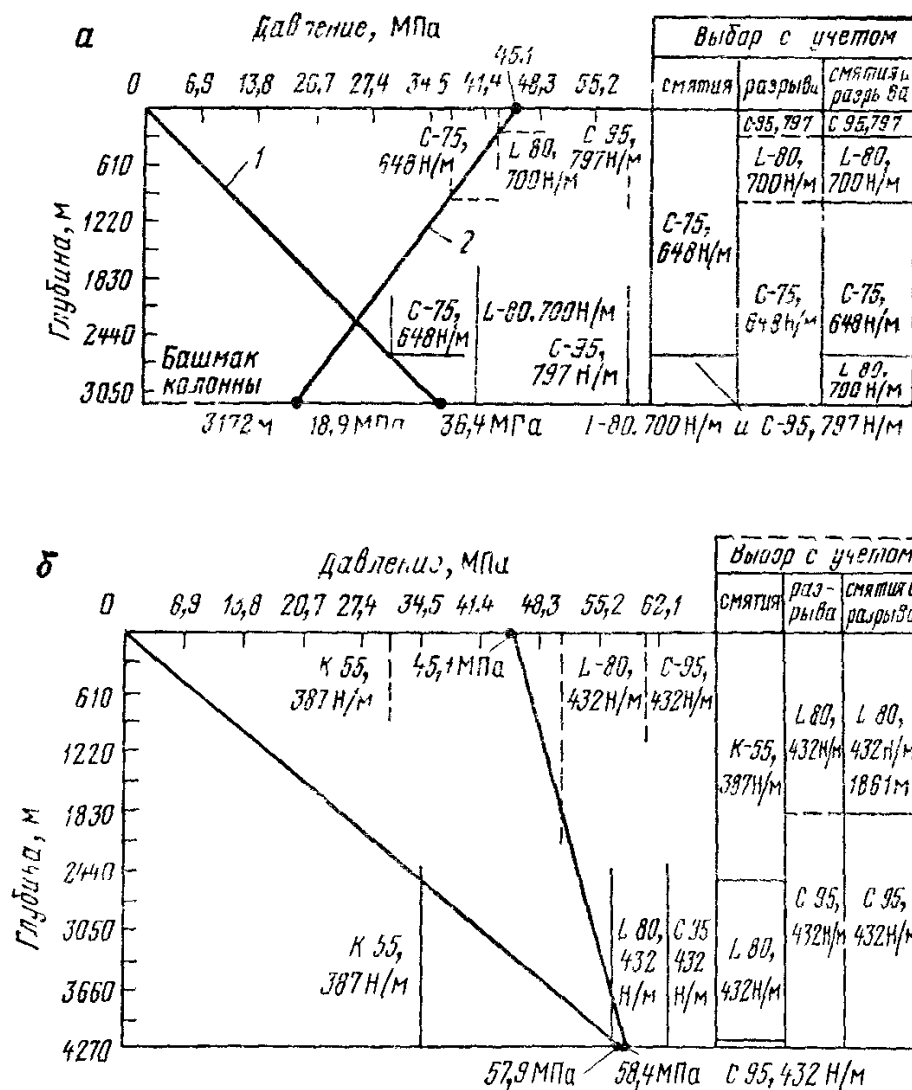


Рис. 10 14 Диаграмма давлений для расчета обсадной колонны диаметрами 244,5 мм (а) и 177,8 мм (б):

1 — давление смятия, 2 — внутреннее давление разрыва

На рис 10 14, а проводим линию разрыва между 0 и 36,35 МПа Прочностные характеристики труб (см табл 10 6) приведены ниже.

Марка стали	С-75	Л-80	С-95
Вес, Н/м	647	700	796
Соппротивление смятию (МПа)			
при коэффициенте запаса прочности:			
1,00	25,9	32,8	50,5
0,85	$\frac{25,9}{0,85} = 30,5$	$\frac{32,8}{0,85} = 38,6$	$\frac{50,5}{0,85} = 59,4$

Приведенные выше значения сопротивления смятию представлены в виде вертикальных линий на рис 10 14, а

Расчет на разрыв труб от внутреннего давления. Обсадная колонна диаметром 244,5 мм испытывает действие пластового давления, которое в случае проявления равно

$$0,0129 \cdot 4236 = 54,6 \text{ МПа.}$$

Давление разрыва на башмаке колонны диаметром 244,5 мм на глубине 3170 м будет равно

$$p_{\text{пл}} = [(TD) - (CSD)] G_r - (CSD) G_m, \quad (10.40)$$

Таким образом, имеем

$$54,6 - (4236 - 3170) \cdot 0,00226 - 3170 \cdot 0,01289 = 11,3 \text{ МПа.}$$

Давление разрыва на устье скважины:

$$p_{\text{пл}} = (TD) G_r = 54,6 - 4236 \cdot 0,00226 = 45,0 \text{ МПа.}$$

На рис. 10.14, а проводим линию разрыва, соединяя точки 45 МПа (давление разрыва на устье скважины) и 11,3 МПа (давление разрыва на башмаке колонны).

Ниже представлены давления разрыва для труб диаметром 244,5 мм.

Марка стали	C-75	L-80	C-95
Вес трубы, Н/м	647	700	796
Давление разрыва (МПа) при коэффициенте запаса прочности:			
1,00	40,9	47,4	64,9
1,10	$\frac{40,9}{1,1} = 37,2$	$\frac{47,4}{1,1} = 43,1$	$\frac{64,9}{1,1} = 59,0$

Вертикальные линии сопротивления разрыву труб для принятых марок стали показаны на рис. 10.14, а, из которого видно, как необходимо выбирать марку стали для труб, удовлетворяя условиям прочности на смятие и разрыв одновременно.

Уменьшение веса колонны в растворе учитывали с помощью коэффициента

$$BF = 1 - (1169/7850) = 0,851.$$

Интервалы установки труб из стали соответствующих марок приведены ниже

Интервал установки, м	0—244	244—975	975—2652	2652—3170
Марка стали	C-95	L-80	C-75	L-80
Вес трубы, Н/м	797	700	648	700
Вес секции колонны в воздухе, кН	194,5	511,7	1086,7	362,6

Общий вес колонны в воздухе и в растворе равен соответственно

$$194,5 + 511,7 + 1086,7 + 362,6 = 2155,5 \text{ кН и } 2155,5 \cdot 0,851 = 1834,3 \text{ кН.}$$

Расчет на растяжение. Считая снизу вверх, определим нарастающую растягивающую нагрузку, действующую на верхнюю трубу каждой секции. Эти результаты представлены ниже

Интервал установки, м	0—244	244—975	975—2652	2652—3170
Марка стали	C-95	L-80	C-75	L-80
Вес секции, Кн	194,5	511,7	1086,7	362,6
Нарастающий вес колонны, Кн	194,5	706,2	1792,9	2155,5

ТАБЛИЦА 10.9

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ

Диаметр, мм		Марка стали	Вес трубы, Н/м	Тип резьбового соединения
наружный	внутренний			
508	485,7	К-55	1400	BTS
	482,6	К-55	1590	LTS
	475,7	К-55	1980	LTS
339,7	320,4	К-55	812	LTS
	315,3	К-55	1010	LTS
	313,6	L-80	1070	BTS
244,5	218,4	C-75	648	BTS
	220,5	L-80	700	BTS
	216,8	C-95	797	BDS
177,8	159,4	К-55	387	BTS
	157,1	L-80	432	BTS
	157,1	C-95	432	BDS

Примечание. Трубная резьба типов: BTS — «Батресс», LTS — «Экстрем-лайн», BDS — «Батресс-Омега».

Основные параметры используемых обсадных труб приведены в табл. 10.9.

Учтем влияние изгибающих сил по уравнению

$$P_H = 0,2320dW_H,$$

а ударные нагрузки определим из выражения

$$P_y = 0,94W_H.$$

Основные параметры труб для промежуточной обсадной колонны диаметром 244,5 мм приведены в табл. 10.10.

Опрессовка. Давление опрессовки равно 60 %-ному давлению разрыва трубы самой низкой группы прочности (сталь марки C-75, вес 648 Н/м), или $0,6 \cdot 40,9 = 24,5$ МПа. Во время испытания возникает дополнительное растягивающее усилие, поэтому следует проверить все трубы с предельным коэффициентом запаса прочности. На глубине 244 м труба из стали марки L-80 весом 700 Н/м имеет максимальный запас прочности 1,8 (см. табл. 10.10). Следовательно, трубы из этой стали должны быть проверены.

При испытании труб имеем соотношение:

Общее растягивающее усилие = Собственный вес с учетом выталкивающей силы + Растягивающее усилие, возникающее при опрессовке.

В соответствии с табл. 10.10 можно записать, что выталкивающая сила на глубине 244 м составляет 193,7 кН.

Общее растягивающее усилие на глубине 244 м:

$$1639,9 + (\pi/4) 0,2205^2 \cdot 24500 = 2575 \text{ кН}.$$

Коэффициент запаса прочности при растяжении $SF = 4940/2575 = 1,90$.

Действие двухосных нагрузок. Проверим самую низкую из выбранных групп прочности. Трубы из стали марки C-75 весом 648 Н/м имеют самую низкую прочность (см. табл. 10.10).

РАСЧЕТ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ДИАМЕТРОМ 244 мм

ТАБЛИЦА 10.10

Глубина, м	Марки стали, выбранные в соответствии с условиями разрыва и смятия	Вес колонны, кН	Нагрузка от собственного веса на верхнее соединение, кН		Изгибающее усилие, кН	Ударная нагрузка, кН	Общее растяжение на каждую трубу, кН	Коэффициент запаса прочности при растяжении
			в воздухе	в растворе				
0	C-95, 796 Н/м		2155,5	1833,6	$0,232 \cdot 0,245 \cdot 796 = 407,3$	$796 \cdot 0,094 = 77,64$	3022,9	$\frac{6610}{3022,9} = 2,14$
244		194,5					2855,8	$\frac{6610}{2855,8} = 2,3$
244	L-80, 700 Н/м		1961,0	$1833,6 - 193,7 = 1639,9$	$0,232 \cdot 9 \cdot 0,245 \times 700 = 358$	$700 \cdot 0,094 = 65,8$	2707,9	$\frac{4920}{2707,9} = 1,82$
975		511,7					2196,3	$\frac{4920}{2196,3} = 2,24$
975	C-75, 647 Н/м		1449,3	$1639,9 - 511,7 = 1128,2$	$0,232 \cdot 9 \cdot 0,245 \times 647 = 330,9$	$647 \cdot 0,094 = 60,82$	2116,6	$\frac{4272,0}{2116,6} = 2,02$
2652		1086,7	0				1031,7	$\frac{4272,0}{1031,7} = 4,14$
2652	L-80, 700 Н/м		362,6	$41,5 - 362,6 = -321,1$	$0,232 \cdot 9 \cdot 0,245 \times 700 = 358$	$700 \cdot 0,094 = 65,8$	1111,3	$\frac{4920}{1111,3} = 4,43$
3170		362,6	0				749,0	$\frac{4920}{749} = 6,58$

Примечания. 1. Коэффициент потери веса при погружении составляет 0,851. Вес при погружении секций колонны ниже верхней трубы определяется вычитанием веса каждой секции труб в воздухе из веса при погружении. Хотя на самую нижнюю трубу не действует растягивающее усилие, она находится в сжатом состоянии под действием давления жидкости снизу. Этим объясняется отрицательный знак силы вытягивания на глубине 3170 м (растяжение принимается положительным, а сжатие — отрицательным). 2. Изгибающие усилия и ударные нагрузки рассчитывают для каждой марки стали и в каждой переходной точке для марок стали труб, находящихся выше и ниже этой точки. 3. Значения предела текучести определены по табл. 10.6 для тела трубы и трубоного соединения, причем используют меньшее из двух значений. 4. Общее растяжение на каждую трубу равно сумме веса при погружении, изгибающего усилия и ударной нагрузки.

Коэффициент растяжения равен отношению приложенной нагрузки к пределу текучести, или $1126,5/4272=0,264$. При коэффициенте растяжения 0,264 сопротивление смятию снижается до 84 % от своей первоначальной величины (см. табл. 10 8). Отсюда следует, что сопротивление смятию трубы из стали марки С-75 весом 648 Н/м при действии двухосной нагрузки равно $0,84 \times 25,9=21,9$ МПа. При этом коэффициент запаса прочности представляет собой отношение сопротивления смятию при действии двухосной нагрузки к давлению смятия на глубине 975 м:

$$SF = 2176/(9,81 \cdot 1169 \cdot 975 \cdot 10^{-6}) = 1,94.$$

Окончательный вариант труб для обсадной колонны диаметром 244,5 мм представлен ниже.

Интервал установки	0—244	244—976	976—2957	2957—3170
Марка стали	C-95	L-80	C-75	L-80
Вес трубы, Н/м	797	700	648	700

4. Обсадная колонна диаметром 177,8 мм. Эту колонну спускают до глубины 4237 м.

Расчет на смятие. Давление смятия на устье равно нулю, а на глубине 4237 м:

$$981 \cdot 1394 \cdot 4237 \cdot 10^{-6} = 57,3 \text{ МПа}$$

Давление смятия действует с внешней стороны обсадной колонны, поэтому в расчете следует сделать допущение, что внутри обсадной колонны нулевое давление. Проведем линию давления смятия (рис. 10.14, б) от точки 0 на устье до точки с координатами 57,8 МПа и 4237 м.

Ниже представлены значения сопротивления смятию из табл. 10 7.

Марка стали	K-55	L-80	C-95
Вес трубы, Н/м	387	432	432
Сопротивление смятию (МПа) при запасе прочности:			
1,00	29,8	48,4	53,9
0,85	35,1	56,9	63,5

Значения сопротивления смятию могут быть теперь представлены как вертикальные линии (см рис 10.15).

Расчет труб на разрыв. Определим разрыв на башмаке колонны. Внутреннее давление равно

$$p_{пл} = 0,01289 \cdot 4237 = 54,65 \text{ МПа.}$$

Наружное давление представляет собой произведение G_m (CSD)

Чтобы увеличить запас прочности, наружное давление принимается равным давлению столба бурового раствора с внешней стороны обсадной колонны, даже если колонна цементируется. Принимается, что свойства бурового раствора ухудшаются настолько, что его градиент уменьшается до значения градиента соленой воды вследствие осаждения твердой фазы. Отсюда $G_m=0,01052$ МПа/м. Давление разрыва на башмаке колонны:

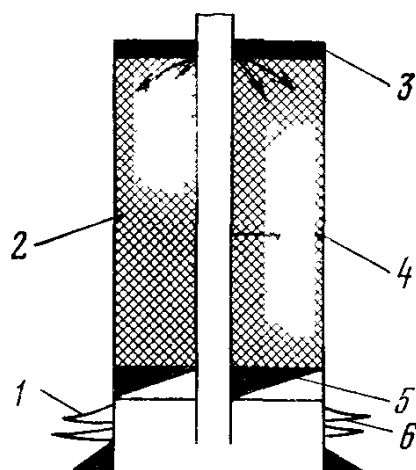
$$54,65 - 4237 \cdot 0,01052 = 10,1 \text{ МПа.}$$

Давление разрыва на устье равно разности внутреннего и наружного давлений. Таким образом имеем $54,65 - 4237 \times \text{Градиент раствора в колонне при проявлении (предположительно газ)} = 54,65 - 4237 \cdot 0,00226 = 45 \text{ МПа.}$

Аварийные условия. На практике добыча углеводородов осуществляется через НКТ (однорядные или двухрядные), изолируемые пакером (рис 10 15). При идеальных условиях башмак колонны подвергается действию давления разрыва. На практике может возникнуть ситуация, когда из НКТ происходит утечка газа в 177,5-мм обсадные трубы. В этом

Рис. 10.15. Конструкция обсадной колонны диаметром 177,8 мм:

1 — башмак обсадной колонны; 2 — надпакерная жидкость, 3 — колонна НТК, 4 — фонтанные трубы НКТ; 5 — эксплуатационный пакер; 6 — перфорационные отверстия. Стрелками показана утечка газа



случае давление на устье 45,1 МПа начинает действовать над пакерной жидкостью между обсадной колонной и НКТ (см. рис. 10.16). Следовательно, расчеты на разрыв для эксплуатационной обсадной колонны необходимо изменить следующим образом:

Давление разрыва на башмаке колонны = Давление на устье + Гидростатическое давление над пакерной жидкостью — Наружное давление

Обычно плотности пакерной жидкости и бурового раствора равны и составляют 1,394 кг/л. Итак, давление разрыва на башмаке колонны:

$$45 + 981 \cdot 1394 \cdot 4237 \cdot 10^{-6} - 4237 \cdot 0,01052 = 58,4 \text{ МПа.}$$

Давление разрыва на устье составляет 45 МПа (все расчеты предполагают, что за обсадной колонной нет цемента)

Линия разрыва проводится между отметкой 45 МПа на устье и 58,4 МПа на глубине 4236 м (см. рис. 10.14, б). Ниже приведены значения сопротивления разрыву для имеющихся марок стали (см. табл. 10.7).

Марка стали	K-55	L-80	C-95
Вес трубы, Н/м	387	432	432
Сопротивление разрыву (МПа) при SF:			
1,00	34,3	56,3	66,8
1,10	$\frac{34,3}{1,1} = 31,2$	$\frac{56,3}{1,1} = 51,6$	$\frac{66,8}{1,1} = 60,8$

Линии разрыва трубы с учетом коэффициента запаса прочности (SF = 1,1) представлены в виде вертикальных прямых (см. рис. 10.15).

По рис. 10.15 проведем выбор интервалов установки труб при совместном учете разрыва и смятия следующим образом.

Интервал установки, м	0—1859	1859—4236
Марка стали	L-80	C-95
Вес трубы, Н/м	432	

Расчет на растяжение. Приемлемость отобранных марок стали при растяжении можно проверить, рассмотрев суммарную нагрузку на

каждую секцию обсадных труб, начиная с нижней части. Воспользуемся приведенными ниже данными.

Интервал установки, м	4236—1859	1859—0
Марка стали	C-95	L-80
Вес секции труб в воздухе, кН . . .	$(4236-1859) \times$ $\times 0,432 = 1026,9$	$1859 \cdot 0,432 = 803$
Нарастающий вес колонны, кН . . .	1026	1829,9
Коэффициент запаса прочности	$\frac{3641}{1026,9} = 3,55$	$\frac{3065,7}{1829,9} = 1,68$

Выше учитывался вес секций обсадной колонны в воздухе при коэффициенте запаса прочности 1,68, который является предельным. Эта величина ниже требуемого значения $SF=1,8$, поэтому рекомендуется проверить пригодность этой марки стали путем приложения дополнительной ударной нагрузки (изгибающими усилиями можно пренебречь), как показано в табл. 10.11.

Из этой таблицы видно, что сталь марки L-80 весом 432 Н/м не подходит для верхней трубы. Учитывая опрессовку труб, можно провести дальнейшее уточнение конструкции.

Опрессовка. Обычно колонну испытывают на давление, равное 60 %-ному давлению разрыва трубы, которое устанавливается фирмой-изготовителем. Поэтому, если взять сталь наиболее низкой группы прочности (L-80), то получим

$$\text{Давление опрессовки} = 0,6 \times 56,9 = 33,8 \text{ МПа.}$$

Самым слабым соединением является верхнее из секции более низкой прочности. Следовательно,

$$\begin{aligned} \text{Нагрузка на верхнюю трубу} &= \text{Вес колонны при погружении} + \\ &+ \text{Растягивающее усилие от дополнительного давления внутри колонны} = \\ &= W_{\text{воз}}(BF) + (\pi/4)d_v^2 \times \text{давление опрессовки.} \end{aligned}$$

ТАБЛИЦА 10.11

РАСЧЕТ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ДИАМЕТРОМ 178 мм

Глубина, м	Марки стали (из условий смятия и разрыва)	Вес колонны, кН	Нагрузка от веса на верхнюю трубу, кН		Ударная нагрузка	Общее растягивающее усилие	Коэффициент запаса прочности
			в воздухе	при погружении ¹			
1850	L = 80, 432 Н/м	803	1830,0	1504,3	$0,094 \cdot 432 = 40,61$	1923,5	$\frac{3065,7}{1923,5} = 1,59$
	C = 95, 432 Н/м	1026,9	1026,9	$1504,3 - 803 = 701,3$	40,61	1121,3	$\frac{3641,6}{1121,3} = 3,00$
4236		0	0	$701,3 - 1026,9 = -325,6$	40,61	95,5	$\frac{3641,6}{95,5} = 38,15$

Примечание. 1. Общее растягивающее усилие равно сумме ударной нагрузки и веса при погружении. 2. Коэффициент потери веса при погружении равен $1 - (1394-7850) = 0,822$.

Принимаем внутренний диаметр обсадной трубы равный 157,07 мм. Находим, $BF=1-(1394/8750)=0,822$. Таким образом,

$$\text{Общая нагрузка на устье} = 0,822 \times 1829,9 \times 1000 + (\pi/4) \times 157,07^2 \times 338 = 2168,2 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Коэффициент запаса прочности при растяжении в процессе опрессовки равен $3065,72/2160,2=1,41$.

Итак, верхнее соединение из стали марки L-80 необходимо заменить трубами более высокой прочности, если при спуске и испытании колонны сохраняется значение коэффициента запаса прочности на растяжение, равное 1,8. Максимально допустимая нагрузка W на трубы из стали марки L-80 при $SF=1,8$ определяют следующим образом:

$$1,8 = 3065700/W, \quad W = 1703170 \text{ Н.}$$

Вес секции труб из стали марки L-80 допустимой длины представляет собой разность общей нагрузки на трубы и веса труб из стали марки C-95 в воздухе, или $1703170-1025690=677480 \text{ Н}$. Допустимая длина секции колонны труб из стали марки L-80 весом 432 Н/м равна $677480/432=1570 \text{ м}$, длина отобранной ранее колонны из стали марки L-80 составляла 1859 м, следовательно, длина секции труб, которую необходимо заменить, равна $1859-1570=289 \text{ м}$.

Секция труб, подлежащих замене, должна быть выше по прочности, чем из стали марки L-80; в рассматриваемом случае используют трубы из стали марки C-95 весом 432 Н/м.

Из табл. 10.11 находим, что общая растягивающая нагрузка (разрывные усилия) на верхней трубе составляют 1923,5 кН, поскольку трубы из различных марок стали имеют одинаковый вес единицы длины (432 Н/м). Если бы вес был разным, то необходимо составить другую таблицу.

Если в верхней секции (290 м) применяют трубы из стали марки C-95, то коэффициент запаса прочности $SF=3641,6/1923,5=1,89$ (предел текучести для труб из этой стали составляет 3641,6 кН). При гидравлическом испытании на герметичность $SF=3641,6/2168,2=1,68$.

Таким образом, для более высокой группы прочности при гидравлических испытаниях на герметичность коэффициент запаса прочности по-прежнему меньше 1,8. Для поддержания значения $SF=1,8$ необходимо, чтобы давление опрессовки $p_{оп}$ было ниже 33,8 МПа. Так как приложенная нагрузка равна сумме веса колонны при погружении и растягивающего усилия при опрессовке, то

$$1,8 = \frac{3641,6}{15026,6 + (\pi/4) 0,15707^2 p_{оп}},$$

откуда $p_{оп}=26,3 \text{ МПа}$.

Таким образом, имеем следующую компоновку колонны.

Интервал установки, м	0—290	290—1859	1859—4084
Марка стали	C-95	L-80	C-95
Вес трубы, Н/м		432	

Действие двухосной нагрузки. Эта нагрузка уменьшает сопротивление смятию обсадной колонны и наиболее опасна для труб минимальной прочности. Рассмотрим два положения колонны: на глубине 290 и 1859 м.

Коэффициент растяжения TR представляет собой отношение нагрузки от собственного веса на верхнее соединение труб из стали марки L-80 при погружении к пределу текучести. Таким образом, $TR=(4237-290) \times 0,432 BF/3065,7=0,46$.

Из табл. 10.8 видно, что для $TR=0,46$ сопротивление смятию уменьшается на 69 % от первоначального значения (при нулевой нагрузке).

Следовательно, фактическое сопротивление труб на стали марки L-80 равно $0,69 \cdot 484 = 33,4$ МПа. Коэффициент запаса прочности при смятии на глубине 290 м

$$SF = \frac{\text{Сопротивление обсадной колонны смятию}}{\text{Давление смятия бурового раствора}} = \frac{33,4}{9,81 \cdot 1394 \cdot 290 \cdot 10^{-6}} = 8,4.$$

Коэффициент растяжения на глубине 1859 м (см. табл. 10.4) $TR = 70571/1065,7 = 0,23$.

Для $TR = 0,23$ сопротивление смятию уменьшается до 86 % первоначального значения (см. табл. 10.8). Следовательно, на глубине 1859 м сопротивление смятию с поправкой для труб из стали марки L-80 равно $0,86 \cdot 48,4 = 41,6$ МПа.

Коэффициент запаса прочности на глубине 1859 м $SF = 41,6 / (9,81 \cdot 1859 \times 1394 \cdot 10^{-6}) = 1,6$.

Окончательная компоновка обсадной колонны представлена ниже.

Интервал установки, м	0—290	290—1859	1859—4236
Марка стали	C-95	L-80	C-95
Вес трубы, Н/м		432	

Расчет на сжатие кондуктора. Кондуктор необходимо проверять на наличие сжимающей нагрузки, поскольку эта труба испытывает действие веса других колонн. Проверка заключается в определении общего веса колонны при погружении и в последующем сопоставлении его с пределом текучести направляющей трубы (т. е. тела трубы или муфтового соединения). При этом необходимый минимальный коэффициент запаса прочности составляет 1,1.

При анализе допускают, что пределы прочности на растяжение и сжатие для обсадной колонны равны.

В данном случае будем рассматривать вес погруженных колонн диаметром 340; 244 и 178 мм в буровом растворе плотностью 1050 кг/м^3 , чтобы учесть самую тяжелую ситуацию.

Находим $BF = 1 - (1050/7850) = 0,863$. Вес в воздухе колонны диаметрами 340; 244 и 178 мм составляет соответственно 1991,3; 2182,5 и 1828,1 мм. Общая нагрузка на кондуктор в воздухе 5972,8 кН.

Общая нагрузка на кондуктор в растворе равна $5972,8 \cdot 0,863 = 5154,5$ кН. Предел текучести муфты верхнего соединения трубы из стали марки K-55 составляет 6707,3 кН. Следовательно, коэффициент запаса прочности при сжатии $SF = 6707,3/3626 = 1,3$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОЛОННЫ

Метод представленный в примере 10.4, должен использоваться для проектирования кондуктора и эксплуатационной обсадной колонны при газлифтной эксплуатации. Расчет промежуточной колонны можно уточнить, проанализировав два допущения, используемые при решении примера 10.4: 1) при расчете на смятие предлагалось 100 %-ное опорожнение колонны; 2) при расчете на избыточное внутреннее давление возникал выброс газа и скважина была без раствора.

Первое допущение может быть приемлемо лишь для обсадных труб, установленных на малой глубине, при прекращении

циркуляции, когда уровень бурового раствора опускается ниже башмака колонны. В промежуточной колонне при прекращении циркуляции уровень бурового раствора понизится так, что остаточное гидростатическое давление внутри обсадной колонны будет равно давлению полного столба соленой воды с внешней стороны колонны. Принимая градиент давления пластовой воды равным 0,0105 МПа/м и обозначая глубину установки башмака колонны CSD, можно найти из следующей зависимости (при потере циркуляции):

$$9,81L\rho_m = (\text{CSD}) 0,0105, \quad (10.41)$$

где L — уровень бурового раствора, оставшегося в обсадной колонне после поглощения бурового раствора; ρ_m — плотность бурового раствора, используемого для бурения в следующем интервале.

Таким образом, получаем

$$L = (\text{CSD}) 0,0105/\rho_m. \quad (10.42)$$

Наружное давление смятия на башмаке колонны компенсируется давлением столба бурового раствора высотой L . Давление смятия на устье по-прежнему равно нулю, тогда как давление смятия на глубине L равно только наружному давлению.

Второе допущение, при котором предполагается, что при газопроявлении газ заполняет всю обсадную колонну, для большинства обсадных колонн невыполнимо, за исключением тех случаев, когда газ закачивается с устья при газлифтной эксплуатации. Обычно при газопроявлении газ может заполнить 40—60 % объема скважины, причем в это время скважину закрывают, а газ удаляется при циркуляции. Исключением является случай, когда некоторые буровые бригады могут закрыть скважину до того, как газ займет 40—60 % объема скважины. Таким образом, 40—60 % объема скважины считаются наихудшими из возможных условий. Кроме того, поскольку газ легче бурового раствора, он занимает верхнюю часть ствола скважины во время ее закрытия.

В примере 10.5 подробно представлены расчеты на разрыв трубы при этих условиях.

Пример 10.5. Составить проект обсадной колонны диаметром 244 мм, используя исходные данные примера 10.4 и изменяя допущения при расчетах на смятие и разрыв труб.

Расчет на смятие. Наружное давление на устье равно нулю, а на башмаке колонны составляет $981 \cdot 1169 \cdot 3170 \cdot 10^{-6} = 36,4$ МПа (наружное давление определяют для плотности бурового раствора, в который спускают обсадную колонну).

Вследствие прекращения циркуляции столб бурового раствора, оставшегося внутри обсадной колонны,

$$L = (\text{CSD}) 0,0105/\rho_m 9,81, \quad (10.43)$$

$$L = \frac{3170 \cdot 0,0105}{9,81 \cdot 1394 \cdot 10^{-6}} = 2434 \text{ м.}$$

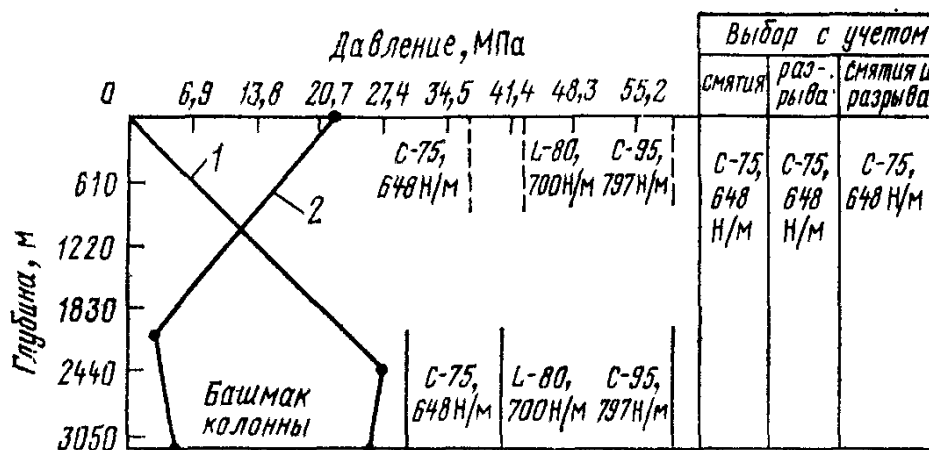


Рис. 10.16. Диаграмма расчета максимальной нагрузки для конструкции обсадной колонны диаметром 244,5 м:

1 — линия давления смятия; 2 — линия давления разрыва

Расстояние до вершины столба бурового раствора равно

$$3170 - 2434 = 736 \text{ м.}$$

Следовательно, поддерживающая нагрузка (или внутреннее давление) для обсадной колонны диаметром 244 мм будет обеспечиваться за счет столба бурового раствора высокой плотности на интервале 736—3170 м.

Давление смятия на устье равно нулю, а на глубине 736 м представляет собой разность наружного и внутреннего давлений (вершина столба бурового раствора находится на глубине 736 м, поэтому внутреннее давление на этой глубине равно нулю). Таким образом, давление смятия на глубине 736 м:

$$981 - 1169 \cdot 736 \cdot 10^{-6} = 8,44 \text{ МПа,}$$

а на башмаке колонны:

$$(9,81 \cdot 3170 \cdot 1169 - 9,81 \cdot 2439 \cdot 1394) 10^{-6} = 3 \text{ МПа.}$$

Проведем линию смятия (рис. 10.16) от 0 на устье до 8,44 МПа на глубине 736 м и до 3 МПа на глубине 3170 м (глубина установки башмака колонны).

Расчет трубы на разрыв. Допустим, что газопроявление начинается на глубине $TD=4236$ м и газ занимает 50 % объема скважины. Предполагаем, что газ занимает верхнюю часть скважины. Следовательно, можно записать, что вершина столба бурового раствора в скважине:

$$0,5 \cdot 4236 = 2118 \text{ м.}$$

Внутреннее давление газа на глубине 2118 м равно

$$2118 \times \text{Градиент пластового флюида на глубине } TD = 2118 \cdot 0,01289 = 27,3 \text{ МПа.}$$

Внутреннее давление газа на устье скважины равно

$$27,3 - \text{Потери давления за счет столба газа (от глубины 2118 м до устья)} = 27,3 - 2118 \cdot 0,00226 = 22,5 \text{ МПа.}$$

Давления разрыва труб в различных частях скважины можно будет рассчитать следующим образом. Определим давление разрыва:

на устье

$$22,5 - 0 = 22,5 \text{ МПа,}$$

на глубине 2118 м

$$27,3 - 9,81 \cdot 1169 \cdot 2118 \cdot 10^{-6} = 3 \text{ МПа},$$

на башмаке колонны

$$3170 \cdot 0,01289 = 40,9 \text{ МПа}.$$

Наружное давление на башмаке колонны от бурового раствора, в который спускалась обсадная колонна:

$$9,81 \cdot 1169 \cdot 3170 \cdot 10^{-6} = 36,4 \text{ МПа}.$$

Следовательно, можно записать, что давление разрыва на башмаке колонны равно $40,9 - 36,4 = 4,5$ МПа

Проводим линию давления разрыва (см рис. 10.16) от 22,5 МПа на устье до 30 МПа на глубине 2118 м и, наконец, до 4,5 МПа на глубине 3170 м.

Значения сопротивления смятию и разрыву имеющихся марок стали обсадных труб диаметром 244,5 мм наносим на график в виде вертикальных линий на рис. 10.16. Значения сопротивления смятию даны с поправкой на $SF=0,85$, а значения сопротивления разрыву — с поправкой на $SF=1,1$ (см. пример 10.4).

Из рис. 10.16 видно, что трубы из стали марки С-75 весом 648 Н/м пригодны для условий разрыва и смятия. Рекомендуем рассчитать обсадную колонну диаметром 244,5 мм с учетом действия двухосных нагрузок и опрессовки самостоятельно.

СРАВНЕНИЕ ДВУХ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ КОЛОНН

Данные примера 10.4 взяты из разведочной скважины, пробуренной на Ближнем Востоке. Выбор марок стали проводился в соответствии с методикой, представленной в примере 10.4. Однако результаты, полученные в примере 10.5, ясно показывают, что запас прочности был завышен, поскольку предусматривались наихудшие из возможных условий.

Допущение о 100 %-ном опорожнении обсадной колонны и 100 %-ном наполнении скважины газом следует использовать при проектировании только разведочных скважин. Для эксплуатационных скважин, где пластовые давления определены достаточно точно, необходимо применять метод, изложенный в примере 10.5. Это приведет к экономии средств за счет использования труб с малым весом и, кроме того, будет способствовать меньшему износу вышки.

Другой подход к проектированию с учетом условий разрыва трубы от внутреннего давления представлен К. М. Прентисом [8], при котором в расчет включают давление гидроразрыва пласта, максимальные рабочие давления на устье и в конечных точках прямой разрыва труб. Фактическое направление прямой разрыва определяется решением системы двух уравнений. Чтобы получить расчетное разрывное усилие, необходимо вычесть поддерживающую нагрузку (внутреннее давление) из значения давления разрыва трубы. Этот подход, однако, при-

водит к завышению запаса прочности, поскольку никогда не будет достигнуто условие, когда давление на устье равно максимальному давлению устьевого оборудования.

Список литературы

1. *API Specification 5A. Specification for Casing, Tubing, and Drillpipe.*— American Petroleum Institute, Production Department, 1982.
2. *API Bulletin 5C3. Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drillpipe, and Line pipe Properties.*— American Petroleum Institute, Production Department, 1980.
3. *Mannesmann, Rohrenwerke. Tubular Goods for Oil and Gas Fields.*— Casing Mannesmann Publications 1980.
4. *API Rp 5B1. Recommended Practice for Gauging and Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads.*— American Petroleum Institute, Production Department, 1983.
5. *Goin W. C. Jr., Collings B. J., O'Brien T. B. A New Method to Tubular String Design.*— World Oil, 1965, November, December, 1966, January, February.
6. *Vreeland Thad. Jr. Dynamic stresses in long drillpipe strings.*— Petroleum Engineer, 1961, May, B58—B60.
7. *Coates D. F. Rock Mechanics Principles.*— Department of Energy, Mines and Resources, Canada, Mines Branch Monograph 874, 1970.
8. *Prentice C. M. Maximum load casing Design.*— Journal of Petroleum Technology, 1970, 805—811.

ГЛАВА 11 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

ФУНКЦИИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Цементный раствор выполняет следующие функции:

- 1) разобщение (исключается сообщение) проницаемых горизонтов друг от друга в скважине;
- 2) обеспечение механической опоры для обсадной колонны;
- 3) защита обсадной колонны от коррозии сульфатсодержащими пластовыми водами;
- 4) укрепление и создание опоры для стенок скважины (совместно с обсадной колонной) для предотвращения обвала пород.

Для слабых и нецементированных пластов цементная оболочка (раствор) должна создать и поддерживать межзерновое напряжение, чтобы предотвратить вымывание зерен песка при эксплуатации скважины.

ПРОИЗВОДСТВО И СОСТАВ ЦЕМЕНТА

Основное сырье для производства цемента — известковые и глинистые породы (известняк, глина, глинистый сланец), а также другие минералы с высоким содержанием карбоната кальция. Сырьем также может служить песок, железная руда и др. [1, 2].

Сухие сырьевые материалы тонко измельчают и смешивают в определенных пропорциях. Химический состав сухой смеси определяют лабораторным путем и при необходимости корректируют. Эту смесь равномерно подают в верхнее отверстие вращающейся печи, расположенной наклонно к поверхности земли. Пока смесь медленно перемещается к нижней части печи, с помощью горящего жидкого топлива и порошкообразного угля поддерживают в печи температуру 1427—1538 °С. При этих условиях в сырьевой смеси происходит химическая реакция, в результате которой образуется новый материал — клинкер. Размеры клинкера бывают различными — от пыли до гранул диаметром несколько сантиметров. Затем клинкер направляют в воздушные охладители, где его подвергают закалке за счет быстрого охлаждения воздухом и отправляют на хранение [1].

После определенного периода хранения клинкер измельчают совместно с определенной добавкой гипса и других веществ и получается новый материал, называемый портландцементом.

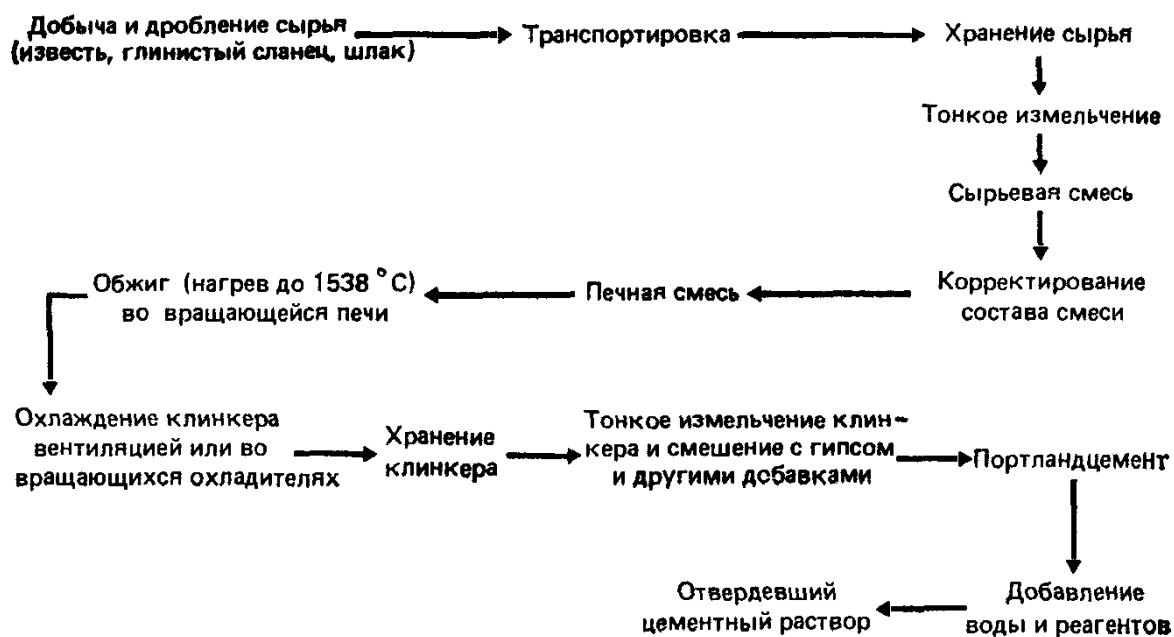


Рис. 11.1. Стадии производства цементного раствора [1]

Гипс ($\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$) добавляют в основном для регулирования времени схватывания и твердения цементного раствора. Количество добавляемого гипса изменяется от 1,5 до 3 % по массовой доле измельченного клинкера.

На рис. 11.1 представлены этапы производства цемента.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЦЕМЕНТОВ

АНИ классифицирует девять классов цемента в зависимости от глубины и условий цементируемой скважины.

Класс А. Предназначен для применения на глубинах до 1830 м, не обладает специальными свойствами, выпускается только обычного типа (аналогичен цементу С 150, тип I*).

Класс В. Предназначен для применения на глубинах до 1830 м, обладает средней стойкостью к сульфатной агрессии, выпускается в виде среднестойкого (аналогичен цементу С 150, тип II*) и высокостойкого к сульфатной агрессии.

Класс С. Предназначен для применения на глубинах до 1830 м, когда требуются быстрый рост прочности в ранний период твердения, выпускается в виде среднестойкого (аналогичен цементу С 150, тип III*) и высокостойкого к сульфатной агрессии.

Класс D. Предназначен для применения на глубинах 1830—3050 м в условиях умеренно высоких температур и давлений, выпускается в виде среднестойкого к сульфатной агрессии.

* По классификации АОИМ (Американское общество испытания материалов — ASTM).

Класс Е. Предназначен для применения на глубинах 3050—4270 м в условиях высоких температур и давлений. Выпускается в виде средне- и высокостойкого к сульфатной агрессии.

Класс F. Предназначен для применения на глубинах 3050—4270 м в условиях сверхвысоких температур и давлений. Выпускается в виде средне- и высокостойкого к сульфатной агрессии.

Класс G. Предназначен для применения в качестве основного цемента на глубинах до 2440 м, с добавками ускорителей и замедлителей может использоваться в более широком интервале глубин и температур. В качестве добавок при производстве могут быть совместно измельчены или смешаны с клинкером данного цемента сульфат кальция или вода, или то и другое. Выпускается в виде средне- и высокостойкого к сульфатной агрессии.

Класс H. Предназначен для применения в качестве основного цемента до глубины 2440 м, с добавками ускорителей и замедлителей может использоваться в более широком интервале глубин и температур. В качестве добавок при производстве могут быть совместно измельчены или смешаны с клинкером данного цемента сульфат кальция или вода, или то и другое. Выпускается в виде средне- и высокостойкого (опытные партии) к сульфатной агрессии.

Класс J. Предназначен для применения на глубинах от 3660 до 4880 м в условиях сверхвысоких температур и давлений, с добавками ускорителей и замедлителей может использоваться в более широком интервале глубин и температур. В качестве добавок при производстве могут быть совместно измельчены или смешаны с клинкером данного цемента только сульфат кальция или вода, или то и др.

Из табл. 11.1 видно, что основные компоненты цемента — это C_3S и C_2S . Первый компонент имеет наиболее высокую скорость гидратации, обуславливает суммарные прочностные

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ЦЕМЕНТА

ТАБЛИЦА 11.1

Компоненты	Формула	Торговая марка	Содержание, %
Трехкальциевый силикат	$3CaO \times SiO_2$	C_3S	50
Двухкальциевый »	$2CaO \times SiO_2$	C_2S	25
Трехкальциевый алюминат	$3CaO \times Al_2O_3$	C_3A	10
Четырехкальциевый алюмоферрит	$4CaO \times Al_2O_3 \times Fe_2O_3$	C_4AF	10
Другие оксиды: гипс, сульфаты, оксид магния, свободный оксид кальция (CaO) и специальные добавки	—	—	5

характеристики и способствует быстрому росту прочности в ранний период твердения, а также предохраняет схватившийся цементный раствор от сульфатной агрессии. Компонент — C_2S медленно твердеющий, определяющий постепенный рост прочности цементного камня. C_3A определяет первоначальное схватывание и быстрый рост прочности в ранний период твердения вследствие повышенной гидратационной активности.

Роль C_4AF в процессе схватывания аналогична C_3A , но влияние C_4AF в высокой степени зависит от температуры и содержания добавок.

Из табл. 11.1 видно, что основные компоненты цемента имеют вид ангидридов. Добавление воды к цементу превращает эти компоненты в гидраты, а получившаяся в результате смешения жидкость называется цементным раствором.

ГИДРАТАЦИЯ ЦЕМЕНТА

Когда цементный раствор размещается вокруг обсадной колонны, то он подвергается действию высокого дифференциального давления, направленного в сторону горных пород стенки скважины. При этом происходит фильтрация воды в пласт за счет гидратации и испарения. Во время фильтрации воды в пласт гидратные соединения формируют взаимосцепляющуюся структуру, которая образует цементное кольцо между обсадной колонной и породами, слагающими ствол скважины.

Механизм образования цементного кольца сложен и зависит от типа цементируемых поверхностей. Например, цемент соединяется с породой за счет роста кристаллов, которые входят в поровое пространство породы. Аналогично цемент контактирует с обсадной колонной, заполняя неровности, раковины в теле обсадных труб и их муфт.

СТОЙКОСТЬ ЦЕМЕНТА К СУЛЬФИДНОЙ АГРЕССИИ

Соли серной кислоты (сульфаты), такие как сульфат магния и сульфат натрия, оказывают отрицательное влияние на схватившийся цемент. Природные сульфаты реагируют с известью из состава цемента и образуют в результате реакции гидриды магния и натрия и сульфат кальция [1]. Сульфат кальция, реагируя с компонентом C_3A , образует сульфоалюминат, который вызывает расширение и нарушение целостности цементного камня. В основном это происходит вследствие того, что частицы сульфоалюмината по размерам больше частиц C_3A , которые они замещают, что ведет к разрушению цементного камня.

Сульфатные минералы в большом количестве содержатся в некоторых подземных водах, которые могут войти в контакт со схватывающимся цементом двумя путями:

- а) через перфорационные отверстия;
- б) через микроскопические каналы в схватившемся цементе в результате неэффективного вытеснения бурового раствора цементным.

Стойкость к сульфатной агрессии может быть увеличена за счет снижения содержания C_3A и свободной извести в цементе или давлением пуццолана. Пуццолановые добавки реагируют с известью, тем самым снижая количество извести, способной вступить в реакцию с сульфатом магния.

СНИЖЕНИЕ (РЕГРЕСС) ПРОЧНОСТИ И ПРИМЕНЕНИЕ СИЛИКАТНОЙ МУКИ

При температуре в скважине менее 110°C цемент продолжает гидратировать и набирать прочность в течение длительного периода (от нескольких дней до нескольких лет), пока не будет достигнута предельная прочность. При температуре выше 110°C цемент набирает максимальную прочность в течение первых нескольких недель, а затем прочность начинает уменьшаться. Это явление обычно известно как регресс прочности.

В некоторых случаях снижение прочности может продолжаться до точки разрушения и интенсивность этого снижения увеличивается с ростом температуры. Причина уменьшения прочности — превращение основных компонентов схватившегося цемента, известных как гидросиликат кальция (тоберморит) и двухкальциевый гидросиликат, при температуре около 121°C . Новое соединение имеет бóльшую пористость, чем тоберморит и, следовательно, больше подвержен агрессии пластовых флюидов.

Известно, что добавление 30—40 % силикатной муки в сухой цемент предотвращает образование двухкальциевого гидросиликата [1] и способствует образованию монокальциевого гидросиликата (ксонолита), который имеет меньшую пористость и прочнее двухкальциевого. Силикатную муку обычно используют при цементировании скважин со статической температурой более 110°C .

СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

ВРЕМЯ ЗАГУСТЕВАНИЯ

Реакция между различными компонентами начинается сразу при добавлении к цементу воды, что способствует росту вязкости цементного раствора. Время загустевания T_z опреде-

ляется в лаборатории для конкретного цемента, равно времени жидкого состояния раствора и служит критерием сравнения различных цементов [3], определяя срок прокачиваемости. Таким образом, вязкость может использоваться как критерий сравнения времени загустевания.

Время загустевания определяется как время, в течение которого цементный раствор достигает 100 ед. консистенции Бедэна, каждые 100 ед. эквивалентны повороту пружины при вращательном моменте 2080 г·см, если использовать прибор с соответствующей калибровкой [3].

Важно, чтобы время загустевания было выбрано больше, чем длительность цементирования, для исключения зацементирования поверхностной обвязки, цементировочной головки, бурильных труб или внутренней части обсадной колонны.

Последствия неудачного цементирования весьма дорогостоящие: необходимо разбурить зацементированную внутреннюю полость обсадной колонны, провести повторное цементирование, которое обычно менее эффективно, чем первое и требует дополнительных затрат времени. Поэтому точный расчет общего времени цементирования должен быть сделан до самой операции. Время загустевания должно быть равно общему времени цементирования плюс гарантированный запас, например 1 ч или 30 мин.

Таким образом, время загустевания равно времени, в течение которого цементный раствор находится в прокачиваемом состоянии, что можно определить уравнением

$$T_z = T_{см} + T_{п} + T_{в} + T_{п.п} + T_{зап},$$

где $T_{см}$, $T_{п}$, $T_{в}$, $T_{п.п}$, $T_{зап}$ — время соответственно смешивания, приготовления, вытеснения, прохождения пробки и запасное.

Время на смешение цемента с водой и добавками

$$T_{см} = V_{с.ц}/v_{см},$$

где $V_{с.ц}$ — объем сухого цемента, мешок; $v_{см}$ — скорость смешения, мешок/мин.

Время $T_{п}$ необходимо для приготовления цементного раствора на поверхности, когда измеряют параметры раствора. Обычно это время мало и может быть включено как часть во время смешивания.

Во время смешивания цементный раствор одновременно закачивают в обсадную колонну, пока не затворят весь объем сухого цемента. Время $T_{в}$ требуется для вытеснения цемента с помощью бурового раствора из внутренней полости обсадной колонны в кольцевое пространство. Это время зависит от объема обсадной колонны и скорости вытеснения, которая равна подаче насоса, т. е.

$$T_{в} = V_{жв}/v_{в},$$

где $V_{ж.в}$ — объем жидкости для вытеснения верхней пробки; u_v — скорость вытеснения.

При этом из объема вытесняемого цементного раствора исключается объем цементного стакана в колонне.

Запасное время обычно принимают от 30 мин до 1 ч.

Время загустевания можно увеличить или уменьшить добавлением специальных реагентов.

1. *Ускорители схватывания.* Реагенты-ускорители добавляют для уменьшения времени загустевания цементного раствора, т. е. ускорители используют для ускорения структурообразования, чтобы раствор приобрел необходимую прочность на сжатие (обычно 3,5 МПа) в более короткое время.

Наиболее часто в нефтяной промышленности применяют ускоритель хлорид кальция (CaCl_2). Реже используют ускоритель NaCl . Эти соли ускоряют схватывание цементного раствора за счет увеличения ионного содержания водной фазы. В результате основные компоненты цемента C_3S , C_2S и C_3A быстрее гидратируют и освобождают гидроксид кальция. Затем быстро формируются гидраты силиката кальция, что обеспечивает быстрый рост прочности в ранний период твердения цемента. Быстросхватывающиеся цементные растворы применяют для цементирования кондукторов и направлений, когда время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) должно быть минимальным.

2. *Замедлители схватывания.* Эти реагенты добавляют для удлинения срока схватывания цементного раствора, чтобы обеспечить время, достаточное для правильной доставки раствора в нужное место [11]. Большинство замедлителей — органического происхождения и поставляются в форме порошка или жидкости. Используют следующие замедлители: а) лигносульфонаты; б) производные целлюлозы; в) производные сахаров и органические соединения.

ПЛОТНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Плотность сухого цемента составляет 3140 кг/м³, воды — 1000 кг/м³. Плотность смеси цемента и воды (иногда называемой плотностью чистого цементного раствора) можно установить следующим образом:

$$\text{Плотность цементного раствора} = \frac{\text{Масса сухого цемента} + \text{Масса воды}}{\text{Объем цемента} + \text{Объем воды затворения}}.$$

Если 100 кг цемента смешивают с 50 л воды, то плотность цементного раствора определяется из соотношения

$$\rho_s = \frac{100 + 50}{(100/3140) + 50 \cdot 10^{-3}} = 1833 \text{ кг/м}^3,$$

где объем 100 кг цемента — $(100/3140) \text{ м}^3$; масса 50 л воды — $1000 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 50 \text{ кг}$; плотность цемента и воды — 3140 и 100 кг/м³ соответственно.

Большая плотность может быть получена путем уменьшения объема воды затворения или добавлением материалов с высокой плотностью. Низкая плотность раствора иногда требуется для уменьшения опасности поглощения, которое может быть вызвано избыточным гидростатическим давлением столба цементного раствора. Раствор низкой плотности готовят путем добавления добавок с малой плотностью. Цементный раствор без добавок называется чистым цементным раствором.

Для уменьшения и увеличения плотности цементного раствора существуют различные добавки.

Облегчающие добавки

Все облегчающие добавки приводят к снижению прочности схватившегося цемента по сравнению с чистым цементным раствором. Необходимо понимать, что основной реагент-понижитель плотности — вода, а также другие материалы (бентонит и т. д.) помогают связать добавочное количество воды и тем самым облегчить раствор.

Применяют следующие облегчающие добавки.

Бентонитовая глина. Эту глину, имеющую плотность 2650 кг/м³, широко используют как добавку для снижения плотности цементного раствора главным образом вследствие ее свойства связывать большое количество воды. Для цемента класса G плотность может быть снижена от 1890 до 1510 кг/м³ путем добавления 12 % бентонитовой глины.

Диатомовая глина. Добавление этого материала также приводит к снижению плотности цементного раствора за счет увеличения количества связываемой воды. Диатомовые материалы характеризуются высокой площадью поверхности.

Гильсонит. Это легкий, инертный материал асфальтового типа, имеющий низкую плотность — 1070 кг/м³, который при смешивании с цементом снижает плотность смеси. Благодаря своим закупоривающим свойствам этот материал также используется для борьбы с поглощением. Характерная особенность гильсонита — увеличивать объем, а не массу цементного раствора.

Пуццолан. Это кремнистый материал вулканического происхождения с плотностью 2500 кг/м³. При смешивании этого материала с портландцементом в отношении 50:50 и добавлении 2 % бентонитовой глины получают цементный раствор с плотностью 1600 кг/м³. Пуццолан связывает больше воды, чем цемент, таким образом снижая конечную плотность раствора. Это приводит к экономии затрат, так как пуццолан де-

шевле цемента. Пуццолан имеет преимущества — он может реагировать с гидроксидом кальция, создавая цементный камень, стойкий к выщелачиванию. Следует учитывать, что гидроксид кальция — основной продукт реакции между водой и компонентами цемента.

Утяжеляющие добавки

Утяжеляющие добавки бывают следующих видов:

барит — имеет плотность 4250 кг/м³;

ильменит — оксид железа и титания плотностью 4600 кг/м³;

гематит — имеет плотность 5020 кг/м³ и обычно предпочтительнее ильменита из-за своей низкой поглощающей способности и менее вредного влияния на другие свойства цементного раствора. Добавление гематита обеспечивает цементному камню высокую прочность на сжатие.

ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТА

Прочность цемента определяется как прочность схватившегося цементного раствора на растяжение и сжатие. Прочность на сжатие — это наиболее широко используемый параметр для количественного определения прочности цемента. Цемент, имеющий прочность на сжатие 3,5 МПа, обычно считается применимым для большинства операций. Прочность на сжатие зависит от содержания воды в растворе и времени выдержки.

До спуска обсадной колонны образец предложенной цементной смеси смешивают с водой при лабораторных условиях, соответствующих ожидаемым скважинным температуре и давлению. Цементный раствор наливают в емкость соответствующего объема и оставляют для твердения на определенный период времени. Затем кубики схватившегося раствора разрушают в испытательной машине для определения прочности на сжатие образцов. За величину прочности на сжатие схватившегося цемента принимают среднее значение прочности четырех или пяти образцов.

Прочность цемента можно также устанавливать способом разрыва кольца [4]. Цементное кольцо в измерительном приборе (рис. 11.2) нагружают аксиально через внутреннюю оболочку, имитирующую обсадную колонну, пока цементный камень не даст трещины. Отношение разрушающей нагрузки к площади поверхности между цементом и трубой дает значение прочности цементного кольца на разрыв (касательные напряжения) [4]. Значение этого параметра повышается с увеличением прочности на сжатие или растяжение, но значительно уменьшается, если поверхность трубы смочена буровым раствором [4].

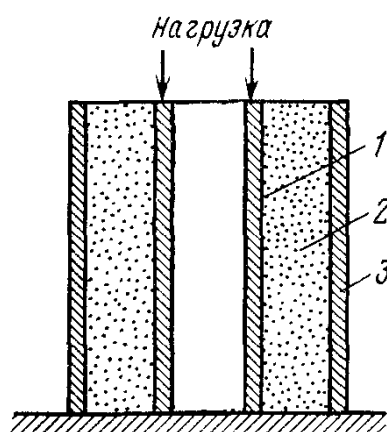


Рис. 11.2. Прибор для определения прочности цемента способом разрыва кольца.

1 — обсадные трубы; 2 — цемент; 3 — контейнер

Несущая способность (H) цементной оболочки (или разрушающая нагрузка) может быть определена из следующего уравнения:

$$F = 80250 S_c d H, \quad (11.1)$$

где S_c — прочность на сжатие цементного камня, МПа; d — наружный диаметр обсадной колонны, м; H — высота цементного столба (кольца), м.

Пример 11.1. Определить высоту цементного столба, который необходимо поместить вокруг обсадной колонны длиной 2743 м и диаметром 244,5 мм, чтобы выдержать нагрузку $9,07 \cdot 10^6$ Н. Считаем, что прочность на сжатие цементного камня 3,515 МПа.

Решение. По формуле (11.1) находим

$$H = 9,07 \cdot 10^6 / (80250 \cdot 3,515 \cdot 0,2445) = 131 \text{ м.}$$

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

При цементировании обсадных колонн используют следующее оборудование: колонные (направляющие) башмаки, обратные клапаны, муфты ступенчатого цементирования (дифференциальные клапаны), центраторы и скребки, цементировочные пробки.

КОЛОННЫЕ БАШМАКИ

Колонные башмаки предназначены для направления обсадной колонны по стволу скважины. Башмаки изготовлены в виде простой муфты — переводника. Башмаки могут содержать обратный клапан шарового или тарельчатого типа (с заслонкой).

Когда башмак содержит клапанный элемент, то его называют башмаком с обратным клапаном. Такой башмак предотвращает обратный переток цементного раствора в обсадную колонну после вытеснения его в кольцевое пространство.

ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ

Обратные клапаны обеспечивают движение потока в одном направлении и устанавливаются через одну-две обсадные трубы от башмака. Они выполняют следующие функции:

- а) предотвращают samozаполнение обсадной колонны буровым раствором при спуске ее в скважину, тем самым обеспечивая «всплывание» колонны при ее движении вниз, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку;
- б) препятствуют обратному перетоку цементного раствора, вытесненного в кольцевое пространство, в обсадную колонну;
- в) служат при необходимости посадочным местом для цементировочных пробок.

МУФТЫ СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ (ИЛИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ КОЛОННЫ)

Муфты ступенчатого цементирования (МСЦ) используют при цементировании обсадных колонн большой длины, чтобы предотвратить воздействие избыточного гидростатического давления на слабые пласты. Муфты МСЦ изготавливают из стали той же марки, что и обсадную колонну. Муфта МСЦ снабжена двумя втулками: верхней и нижней, которые удерживаются внутри нее срезными шпильками. В корпусе муфты выполнены боковые сквозные отверстия. Первоначально отверстия закрыты и открываются за счет продавливания нижней втулки вниз с помощью пробки. Отверстия закрываются вновь пуском пробки, которая продавливает верхнюю втулку в соответствующее положение.

СКРЕБКИ И ЦЕНТРАТОРЫ

Одна из основных функций бурового раствора — предотвратить проникновение пластовых флюидов в скважину путем формирования глинистой корки на стенках. Однако глинистая корка препятствует контакту цементного раствора со стенкой скважины, что ухудшает качество цементирования. Скребки используют для удаления корки бурового раствора путем ее механического разрушения вращением или возвратно-поступательным движением скребка на обсадной колонне. Скребки устанавливают на наружной поверхности обсадной колонны, их число зависит от скважинных условий.

Практический опыт показал, что вытеснение бурового раствора можно значительно улучшить, если центрировать обсадную колонну. Если последняя не отцентрирована в скважине, то цементный раствор не вытесняет буровой раствор по всей площади кольца, а оставляет застойные зоны бурового рас-

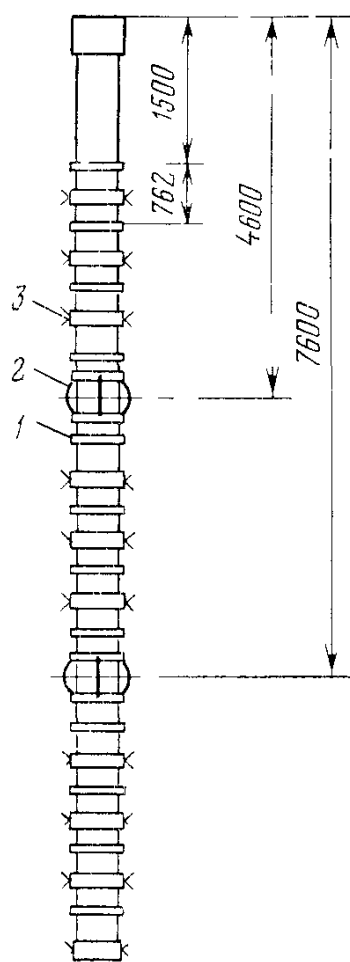
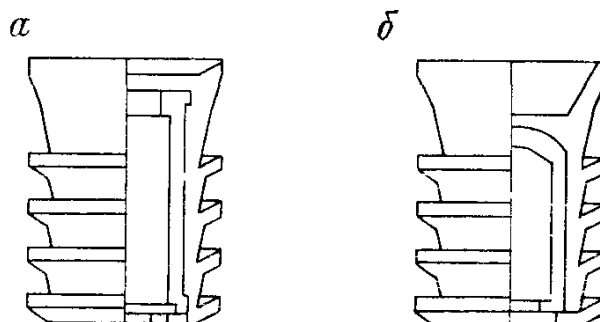


Рис 11.3 Типичная схема расстановки центраторов и скребков на обсадной колонне

1 — стоп-кольцо, 2 — центратор, 3 — скребок

Рис. 11.4. Цементирующая пробка [1]:

а — нижняя с резиновой диафрагмой; б — верхняя с алюминиевым сердечником



твора Центратор представляет собой устройство, центрирующее обсадную колонну в скважине, способствуя таким образом образованию более равномерной цементной оболочки вокруг колонны. Центраторы наиболее эффективны в интервалах ствола скважины, диаметр которых близок к номинальному, и обычно устанавливаются против продуктивных горизонтов. Центраторы производят различных размеров, соответствующих разным размерам скважины и обеспечивающих достаточный зазор для прокачивания флюидов.

Необходимое число центраторов определяется в зависимости от искривления скважины, длин и количества интервалов установки [5]. Там, где качественная изоляция особенно важна, применяют специальные схемы расстановки на обсадной колонне скребков, центраторов, стоп-колец (рис. 11.3). При этом типичное расстояние между двумя соседними сторными кольцами составляет 762 мм.

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА (ИЛИ МУФТЫ)

Стопорные кольца устанавливают на обсадной трубе для ограничения движения скребка или центратора при вращении или расхаживании обсадной колонны.

ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ ПРОБКИ

Цементируемые пробки применяют для ограничения загрязнения цементного раствора буровым и разделяют цементный раствор снизу и сверху при движении по обсадной колонне. Пробки изготавливаются литыми из алюминия или из резины и легко разбуриваются [1]. Корпус пробки имеет ребристую форму, чтобы удалять с внутренней поверхности обсадной колонны пленку бурового или цементного раствора. Пробки делятся на нижние и верхние.

Нижние пробки (рис. 11.4, а) перемещаются по обсадной колонне перед цементным раствором и удаляют буровой раствор из внутреннего пространства колонны. Нижняя пробка имеет полый центральный сердечник, закрытый диафрагмой, и пускается с устья до закачивания цементного раствора. Первой порцией цементного раствора нижняя пробка продавливается до посадки на обратный клапан или стоп-кольцо, которые установлены в соединении обсадных труб. Посадка пробки отмечается на поверхности ростом давления нагнетания. Последующий рост давления приведет к разрыву диафрагмы в нижней пробке, позволяя прокачивать цементный раствор через пробку и далее в кольцевое пространство.

Когда полный объем цементного раствора закачан в обсадную колонну, пускается верхняя пробка (рис. 11.4, б) путем ее установки в колонну или освобождением из цементирующей головки за счет отвинчивания соединительных фланцев. Верхняя пробка разделяет цементный и буровой растворы и удаляет цементный раствор из внутреннего пространства обсадной колонны.

Когда полный объем цементного раствора вытеснен в кольцевое пространство, верхняя пробка доходит до обратного клапана и садится на нижнюю пробку. В этот момент отмечается рост давления нагнетания. Затем давление над пробкой снижается до среднего и до нуля в случае, если нет перетока цементного раствора из кольцевого пространства. Если переток имеет место, то давление поддерживается внутри колонны до того, как цемент будет иметь прочность приблизительно 3,5 МПа.

Положение нижней и верхней пробок в момент посадки показано на рис. 11.5.

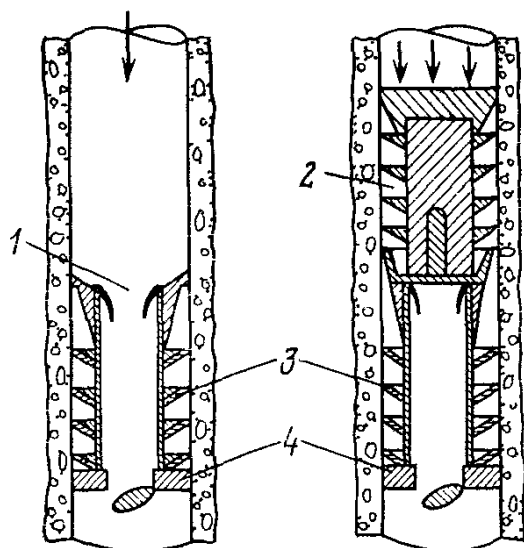


Рис 115 Положение пробок в момент посадки [1]

1 — разрыв диафрагмы, 2, 3 — верхняя и нижняя пробки, 4 — обратный клапан

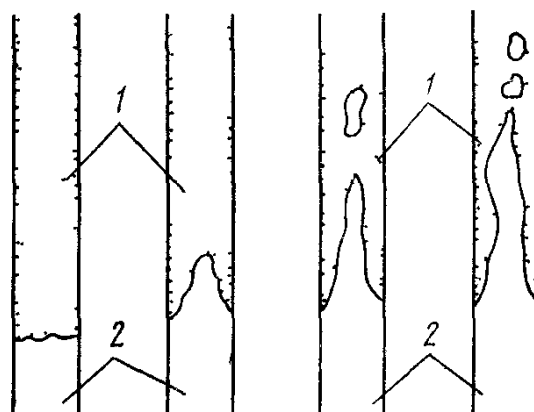


Рис 116 Стадии перемешивания бурового и цементного растворов

ЗАГРЯЗНЕНИЕ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Загрязнение или смешение цементного раствора с буровым оказывает негативное влияние на время схватывания цемента, что в свою очередь ведет к ухудшению свойств схватившегося цемента. Обычно загрязнение ведет к уменьшению прочности, а в крайнем случае к образованию непрокачиваемой смеси.

Загрязнение обычно происходит, когда цементный раствор контактирует с буровым при вытеснении последнего в кольцевом пространстве за обсадной колонной. Вследствие разных физических свойств бурового и цементного растворов поверхность раздела между двумя жидкостями нестабильна и изменяется во времени. Как показано на рис 116, малые объемы цементного раствора 2 отделяются от края основного потока и смешиваются с буровым раствором 2.

Степень смешения цементного раствора с буровым в значительной мере зависит от центрирования обсадной колонны в стволе скважины, типа потока и разности плотностей. При эксцентричном расположении обсадной колонны в скважине цементный раствор при вытеснении бурового движется по более широкому участку кольца, в котором сопротивление потоку минимально. В этом случае в кольцевом пространстве могут остаться застойные зоны бурового раствора и впоследствии может возникнуть сообщение между пластами.

При большой эксцентричности расположения колонны вращение более эффективно для уменьшения загрязнения цементного раствора, тогда как расхаживание более подходит для хо-

рошо отцентрированной колонны. Расхаживание особенно эффективно, когда перед цементным раствором закачивается водная буферная жидкость.

БУФЕРНАЯ ЖИДКОСТЬ

Загрязнение цементного раствора буровым может быть значительно снижено, если между ними закачивать буферную жидкость. В качестве буферной жидкости наиболее широко применяют воду вследствие малой вязкости, что позволяет создавать турбулентный поток при значительно меньших давлениях нагнетания по сравнению с более вязкими жидкостями. Вода также имеет низкую плотность, что помогает ей образовывать каналы в буровом растворе при закачивании, а также разрушать структуру бурового раствора за счет турбулентности потока. С водой смешивают реагенты-разжижители для снижения вязкости и диспергирования бурового раствора, что способствует более эффективному вытеснению последнего из скважины.

Пример 112. В скважину диаметром 215,9 мм спущена обсадная колонна диаметром 177,8 мм на глубину 3048 м. Плотность бурового раствора $\rho_m = 1600 \text{ кг/м}^3$, воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$. Рассчитать объем буферной жидкости для закачивания перед цементным раствором, чтобы снизить гидростатическое давление в кольцевом пространстве на 2,1 МПа.

Решение. Уменьшение гидростатического давления равно

$$(\rho_m - \rho_v) dh = 2,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 9,81 (1600 - 1000) h,$$

откуда $h = 357 \text{ м}$.

Максимальное уменьшение гидростатического давления в кольцевом пространстве возникает, когда весь объем воды заполняет кольцевое пространство площадью

$$S_k = (\pi/4) (0,2159^2 - 0,1778^2) = 1,178 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$$

Объем 1 м кольцевого пространства составляет $1,178 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3$, поэтому требуемый объем воды

$$U_v = 1,178 \cdot 10^{-2} \cdot 357 = 4,2 \text{ м}^3$$

ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ЗАКАЧИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Химические реагенты — добавки для управления сроками схватывания цементного раствора добавляют в зависимости от глубины скважины и ожидаемой температуры на забое.

Цементный раствор готовят интенсивным перемешиванием сухого цемента струей воды. Получившуюся смесь направляют в емкость, где измеряют ее плотность и вязкость. Из емкости мощным трехцилиндровым насосом цементный раствор закачивают при высоком давлении нагнетания в обсадную колонну через цементирующую головку.

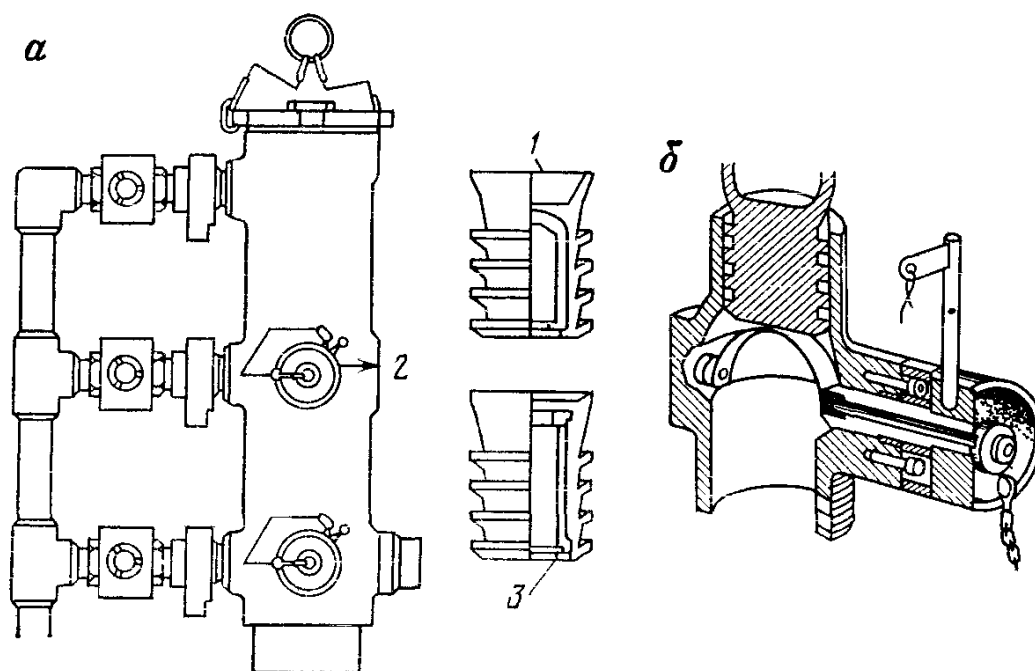


Рис. 11.7. Цементирующая головка с двумя пробками (а) и клапан-держатель (б)

Цементирующая головка (рис. 11.7, а) соединяет верхнюю трубу обсадной колонны с цементирующим агрегатом. Она содержит два клапана-держателя 2 для удерживания нижней 3 и верхней 1 цементирующих пробок. Головка через отдельный манифольд соединяется с цементирующим агрегатом или с буровым насосом. Головка имеет быстросъемную крышку, которую можно открыть для пуска пробок, если не использовать держатели. Сегодня используются два вида цементирующих головок:

для пуска одной пробки — с одним клапаном-держателем;
для пуска двух пробок — с двумя клапанами-держателями (см. рис. 11.7).

Клапан-держатель представляет собой пружинное полукольцо, соединенное с рычагом (рис. 11.7 б). Пробка покоится на выпуклой стороне полукольца и достаточно четверти оборота рычага, чтобы пустить пробку в обсадную колонну.

Цементирование осуществляется открытием клапана-держателя нижней пробки и закачиванием цементного раствора через средний манифольд. Цементным раствором продавливают нижнюю пробку вниз по обсадной колонне до ее посадки на обратный клапан. При продолжении закачки разрывается центральная диафрагма пробки, что позволяет цементному раствору пройти через пробку и в конечном счете заполнить пространство вокруг обсадной колонны. После затвердения полного объема цементного раствора закачивание прекращается и верхняя

цементирующая пробка устанавливается в головку. Через верхний манифольд закачивают буровой раствор, который продавливает верхнюю пробку по обсадной колонне. После посадки верхней пробки на нижнюю пробку скважина закрывается и цементный раствор оставляют для схватывания.

СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Одноступенчатое цементирование

Одноступенчатое цементирование обычно проводят при креплении направлений и кондуктора. Приготавливают одну порцию цементного раствора и закачивают в обсадную колонну. Технология одноступенчатого цементирования приведена на рис. 118.

Следует отметить, что все внутренние детали оснастки (обратный клапан, пробки и т. д.) легко разбуриваются.

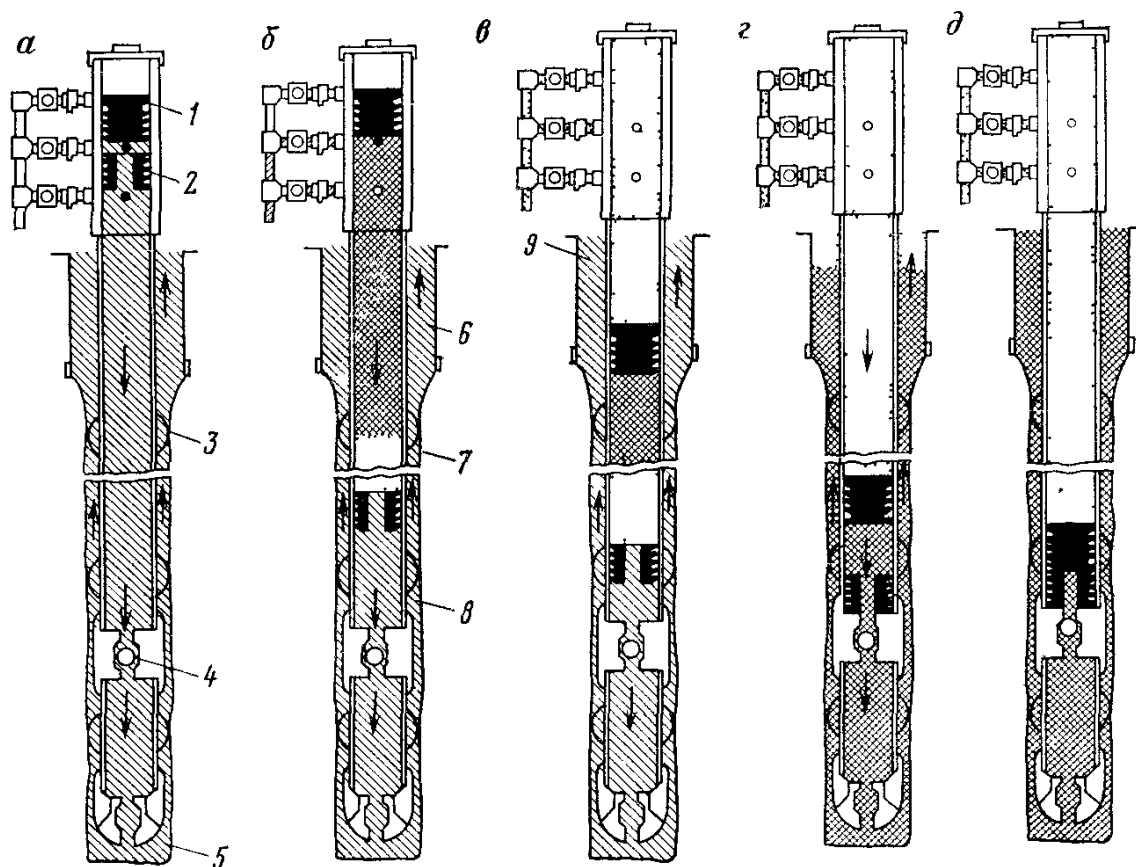


Рис 118. Технологическая схема одноступенчатого цементирования [1]:

а — промывка, *б* — закачивание буферной жидкости и цементного раствора, *в, г* — вытеснение, *д* — конечный этап операции; 1, 2 — верхняя и нижняя цементирующие пробки, 3 — центраторы, 4 — обратный клапан, 5 — башмак, 6 — цементный раствор; 7, 9 — буферная и продавочная жидкости, 8 — первоначальный буровой раствор. Темные и светлые кружки обозначают, что клапан-держатель соответственно ввинчен и вывинчен.

Многоступенчатое цементирование

Многоступенчатое цементирование используют при цементировании обсадных колонн большой длины чтобы: а) уменьшить давление нагнетания при цементировании; б) снизить общее гидростатическое давление на слабые пласты и тем самым предотвратить гидроразрыв; в) обеспечить возможность селек-

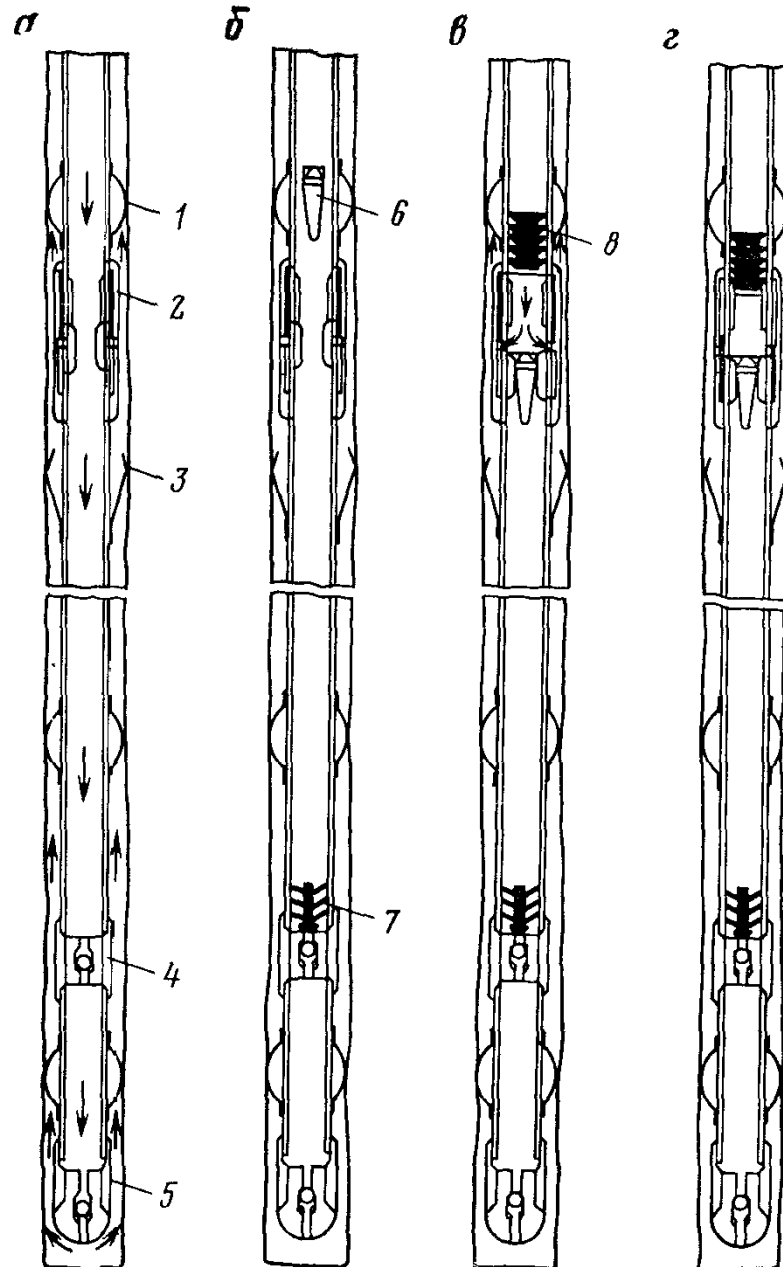


Рис. 11.9. Технологическая схема двухступенчатого цементирования [1]:

а — промывка скважины до цементировании; б — первый этап (цементный раствор вытеснен и открывающая пробка-бомба приближается к муфте МСЦ); в — второй этап (цементный раствор вытеснен и закрывающая пробка приближается к муфте МСЦ); г — цементирование закончено, муфта МСЦ закрыта; 1 — центратор; 2 — устройство для ступенчатого цементировании; 3 — цементирующая корзина; 4 — обратный клапан; 5 — башмак с обратным клапаном; 6 — открывающая пробка-бомба; 7 — пробка первого этапа; 8 — закрывающая пробка

тивного цементировании различных интервалов ствола; г) гарантировать возможность цементирование обсадной колонны на всю длину; д) провести качественное цементирование интервала башмака предыдущей обсадной колонны.

При многоступенчатом цементировании устройство для ступенчатого цементировании размещают в выбранном месте обсадной колонны. Место установки устройства определяется высотой столба цементного раствора и прочностью пород.

При двухступенчатом цементировании (рис. 11.9) муфта МСЦ включается в состав обсадной колонны. Обсадную колонну спускают до забоя скважины. Скважину промывают, причем объем промывки в два раза больше объема скважины. Это делается главным образом для проверки работы обратного клапана и башмака с обратным клапаном, чтобы убедиться в отсутствии в них посторонних предметов. Промывка также позволяет определить давление циркуляции.

Первый этап цементировании аналогичен одноступенчатому способу, но верхний уровень цемента в кольцевом пространстве доводится до муфты МСЦ. Когда открывающая пробка-бомба садится, давление нагнетания повышают на 80—100 кПа выше давления циркуляции для срезания удерживающих шпилек, что позволяет нижней втулке сместиться вниз. При движении втулки открываются отверстия, тем самым устанавливается сообщение между внутренним и кольцевым пространствами обсадной колонны. Затем скважину промывают для подготовки ее к началу второго этапа. Во время промывки цементный раствор первого этапа начинает схватываться и набирать прочность.

Далее закачивают необходимый объем цементного раствора второго этапа и пускают закрывающую пробку. Цементный раствор проходит через отверстия муфты МСЦ и занимает кольцевое пространство выше нее. Когда пробка достигает муфты МСЦ, необходимо создать избыточное давление (сверх давления нагнетания цемента) 100 кПа, при котором закрывающая пробка продавливают верхнюю втулку вниз. При этом верхняя втулка перекрывает отверстия и предотвращается сообщение между внутренними и кольцевыми пространствами обсадной колонны. Таким образом, вся обсадная колонна зацементирована.

Трехступенчатое цементирование (рис. 11.10) с использованием специальных МСЦ используют для цементировании обсадной колонны в три приема. Первый этап производится через башмак обсадной колонны, второй этап — через первую муфту МСЦ, третий этап — через вторую муфту МСЦ.

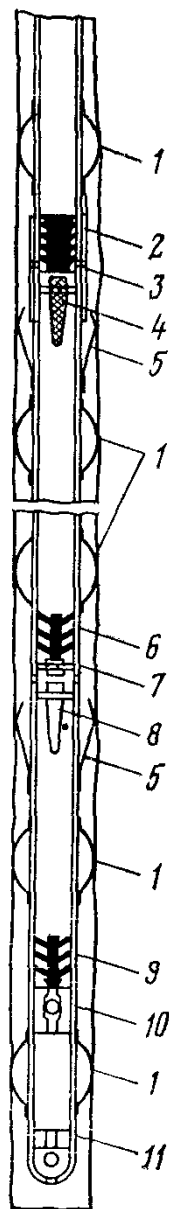


Рис. 11.10. Технологическая схема трехступенчатого цементирования [1]:
 1 — центраторы; 2, 6 — закрывающая пробка; 3, 7 — верхняя и нижняя муфты МСЦ соответственно; 4 — открывающая пробка; 5 — корзина для цементирования; 8 — открывающая пробка-бомба; 9 — пробка первого этапа; 10 — обратный клапан; 11 — башмак с обратным клапаном

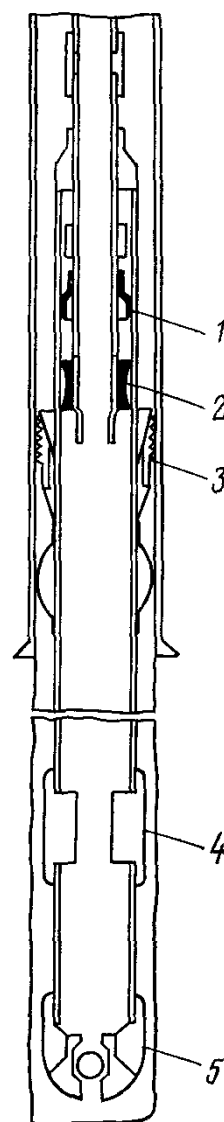


Рис. 11.11. Схема подвески потайной колонны на клиньях «Воркс» [1]:
 1 — уплотнение; 2 — пробка для цементирования хвостовика; 3 — клинья; 4 — посадочная муфта; 5 — башмак с обратным клапаном

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН

Потайная колонна — это короткая обсадная колонна, которая не достигает поверхности (см. гл. 10). Она подвешивается в нижней части предыдущей обсадной колонны с помощью устройства-подвески. Потайную колонну спускают на бурильных трубах и цементируют путем закачивания цементного раствора через бурильные трубы и потайную колонну, а буровой

раствор в конечном счете вытесняется в кольцевое пространство до уровня над подвеской. Из практики известно, что цементирование потайных колонн наиболее сложно, так как часто возникают утечки в месте установки подвески или по всей длине потайной колонны.

ОБОРУДОВАНИЕ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН

На рис. 11.11 представлена схема оборудования потайной колонны [4], основные узлы которой следующие.

Башмак с обратным клапаном. Функция этого башмака — направлять хвостовик в скважине и выполнять роль обратного клапана.

Обратный клапан. Этот элемент необязателен и служит для дублирования башмака с обратным клапаном.

Посадочная муфта. Этот узел представляет собой короткий переводник, устанавливаемый через две трубы от башмака, и обеспечивает место посадки цементировочной пробки. Положение муфты в колонне выбирают исходя из того, чтобы смешанный с буровым раствором цемент попал в пространство обсадной колонны между башмаком и муфтой, а вокруг башмака хвостовика был незагрязненный цементный раствор.

Потайная колонна-хвостовик. Эта обсадная колонна используется для перекрытия открытого ствола. Прочностные характеристики данной колонны выбирают графическим методом (см. гл. 10). Длина перекрытия хвостовиком предыдущей колонны принимается в пределах 60—153 м.

Подвеска потайной колонны. Потайную колонну подвешивают на предыдущей обсадной колонне с помощью подвески, установленной на верхней трубе потайной колонны. Подвеска для зацепления с предыдущей обсадной колонной снабжена набором клиньев. По способу приведения в действие клиньев подвески подразделяют на механические и гидравлические.

Гидравлические подвески приводятся в действие путем повышения давления в соединенных с подвеской буровых трубах. Компонировка подвески включает посадочный переводник-ловушку для шара, устанавливаемый под посадочной муфтой. Для приведения в действие подвески специальный шар сбрасывается с устья и попадает в ловушку, перекрывая таким образом один конец компоновки буровых труб — хвостовик. С поверхности создается давление в буровых трубах и далее в подвеске. Давление жидкости действует на поршень кольцевого сечения в подвеске, который движет клинья и расклинивает их между неподвижными коническими выступами на корпусе подвески и предыдущей обсадной колонной.

Механические подвески имеют замок J-образной формы, который удерживает клинья в транспортном положении. Такой

твор в межтрубное пространство около подвески при цементировании, ствол снабжают системой уплотнений, например, в виде гладкого хвостовика и пакерных манжет или манжет самоуплотняющегося типа (в форме перевернутого конуса)

Узел вращения и цементи́ровочные пробки. Узел вращения установлен между хвостовиком и подвеской, его функция — обеспечить установку подвески, даже если хвостовик прихвачен. Пробки используют для разделения вытесняющего бурового раствора и цементного и для очистки внутренней поверхности хвостовика. Пробка может быть установлена в узле вращения или закреплена на срезных шпильках в нижней части ствола подвески. На рис. 11.14, а показана пробка для цементирования хвостовиков.

Пробка для бурильных труб. Это сплошная (без центрального канала) пробка (рис. 11.14, б) для очистки от цементного раствора бурильных труб, на которых спускают хвостовик. Пробку устанавливают в цементи́ровочную головку, соединенную с верхней бурильной трубой. Пробка пускается сразу за цементным раствором и входит в зацепление с цементи́ровочной пробкой в подвеске.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ХВОСТОВИКОВ

При достижении потайной колонной-хвостовиком глубины спуска производится промывка с целью получения нормальных параметров бурового раствора и чтобы удостовериться, что циркуляция возможна до подвески хвостовика. Клинья подвески устанавливают на максимально возможной высоте. Ствол подвески отсоединяют от хвостовика путем вращения колонны бурильных труб на 10—12 оборотов вправо. Допускную бурильную колонну приподнимают чтобы проверить разъединение ствола с хвостовиком. Разъединение регистрируют на поверхности по уменьшению веса на крюке на величину веса на хвостовике. Убедившись, что ствол подвески находится внутри хвостовика, можно начинать цементирование.

На рис. 11.15 показан типичный способ цементирования хвостовика. Приготавливают цементный раствор и закачивают его через бурильные трубы, ствол, подвеску, хвостовик и башмак. Когда закачан весь объем цементного раствора, освобождается пробка для бурильных труб, затем закачивается буровой раствор. В момент посадки пробки для бурильных труб на пробку для хвостовика наблюдается рост давления нагнетания. Последующий рост давления приводит к срезу шпилек, соединяющих пробку для хвостовика со стволом подвески. Далее обе пробки движутся по хвостовику как единое целое.

Пробка вытесняет цементный раствор в кольцевое пространство вокруг хвостовика, пока она не садится на посадочную

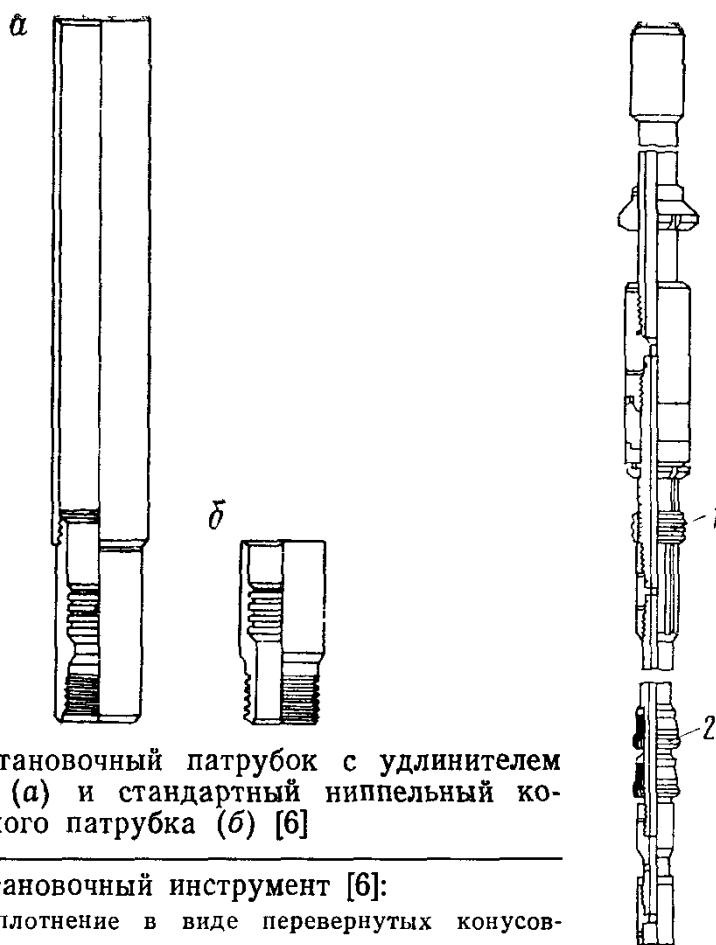


Рис. 11.12. Установочный патрубок с удлинителем длиной 1,8 м (а) и стандартный ниппельный конец установочного патрубка (б) [6]

Рис. 11.13. Установочный инструмент [6]:

1 — гайка; 2 — уплотнение в виде перевернутых конусов-манжет

замок снабжен пальцем, приваренным к корпусу подвески. При достижении забоя бурильные трубы приподнимаются на несколько сантиметров, чтобы привести палец или паз в верхнее положение, а затем поворачиваются вправо, чтобы вывести палец из J-образного паза и освободить клинья [6]. Вес передается через палец на центратор, который раздвигает клинья между коническими выступами и внутренней поверхностью обсадной колонны.

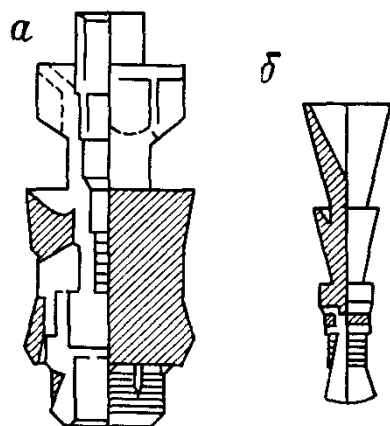


Рис. 11.14. Пробки для цементирования хвостовика (а) и для бурильных труб (б) [6]

Установочные патрубок и инструмент (ствол подвески). Установочный патрубок (рис. 11.12) используется для спуска хвостовика в скважину и имеет резьбу, соответствующую резьбе установочного инструмента (рис. 11.13), который соединяет хвостовик с бурильной колонной при спуске. На установочном инструменте (или стволе подвески) при необходимости размещают пробку для цементирования хвостовика. Установочный инструмент отсоединяют от установочного патрубка вращением вправо [6]. Чтобы предотвратить попадание рас-

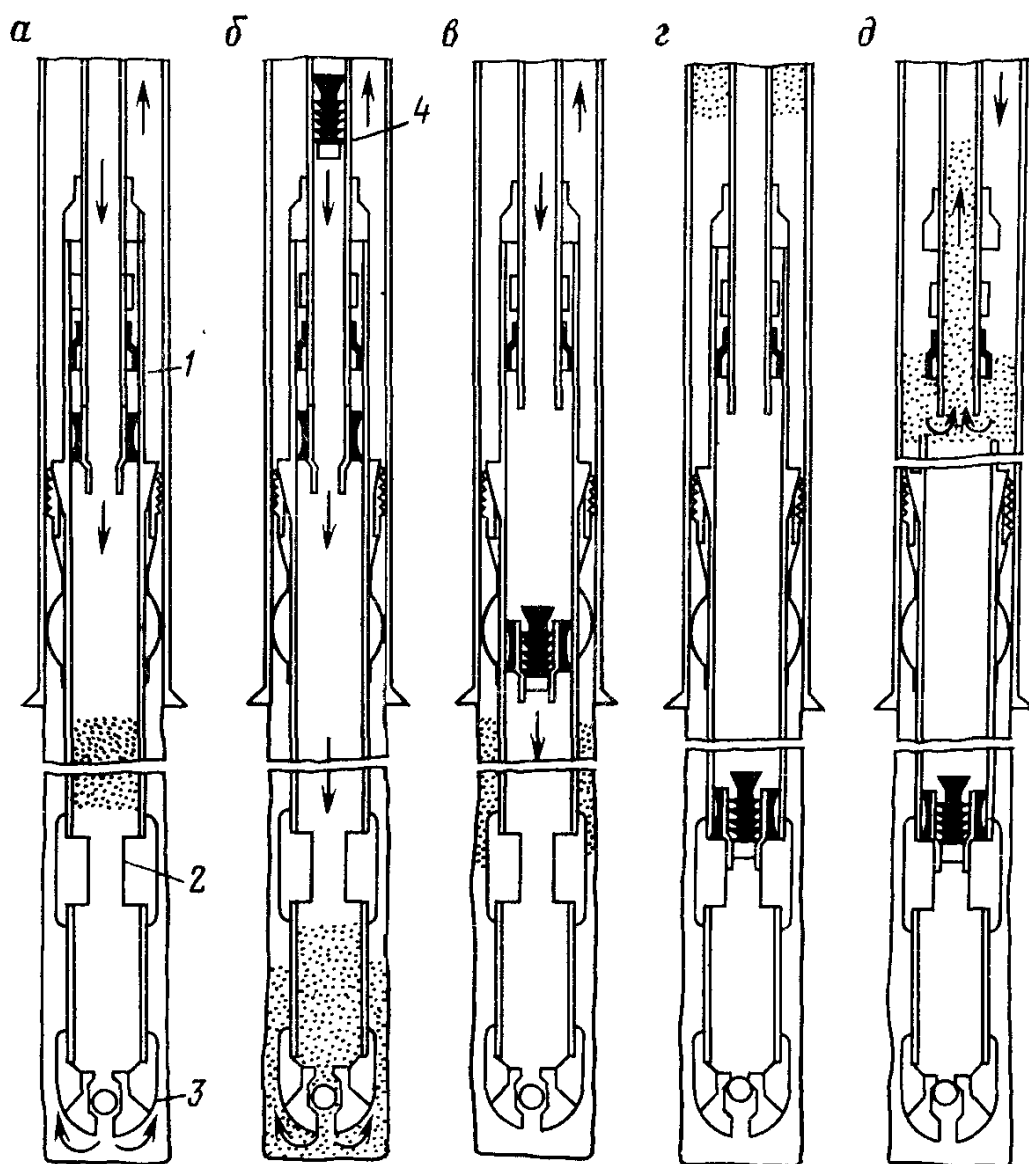


Рис. 11.15. Схема цементирования хвостовика [1]:

a — затворение; *б, в* — вытеснение; *г* — окончание операций; *д* — удаление цементного раствора обратной циркуляцией; 1 — подвеска; 2 — посадочная муфта; 3 — башмак с обратным клапаном; 4 — продавочная пробка

втулку. На дневной поверхности это отмечается резким ростом давления нагнетания и означает, что весь объем цементного раствора находится в кольцевом пространстве вокруг хвостовика.

Затем приводятся в действие клинья подвески, как изложено выше.

Избыточный цементный раствор, оставшийся в бурильных трубах, может быть удален обратной промывкой, если поднять ствол над подвеской и прокачать буровой раствор в объеме кольцевого пространства.

Успешность цементирования хвостовика прямо зависит от эффективности вытеснения бурового раствора цементным. На

качество цементного кольца в большой степени влияет центрирование хвостовика. При заканчивании скважины для многопластовой эксплуатации или для целей нагнетания было доказано, что хвостовик в интервале продуктивных горизонтов и нагнетания должен оборудоваться оснасткой — центраторами, скребками, что обеспечивает качественную цементную перемычку между зонами.

Несмотря на все меры предосторожности, цементирование хвостовиков редко бывает успешным: обнаруживаются утечки, особенно в интервале верхней части хвостовика и между зонами добычи или нагнетания.

Причины неудачного цементирования хвостовиков могут быть следующими:

- а) малые кольцевые зазоры;
- б) разность температур между верхней и нижней частями хвостовика;
- в) невозможность движения хвостовика при цементировании;
- г) невозможность закачивания цементного раствора при высокой производительности насоса (для турбулизации потока) из-за больших давлений циркуляции или защиты пород от гидроразрыва;
- д) разгазирование цементного раствора пластовым газом и каналообразование в схватывающемся цементе.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Ниже приведены расчеты, которые вместе со схемами показывают этапы определения количества цемента и добавок, времени загустевания и объема продавочной жидкости.

Пример 11.3. Цементирование кондуктора.

Исходные данные: наружный и внутренний диаметры обсадной колонны — 508 и 475,7 мм соответственно, масса 1 м — 198 кг/м. Диаметр скважины 660,4 мм. Глубина спуска обсадной колонны 107 м. Плотность бурового раствора $\rho_{б.р}$ 1041 кг/м³. Цемент класса Г АНИ с добавкой 4 % бентонитовой глины. Плотность цементного раствора $\rho_{ц.р}$ = 1700 кг/м³. Выход цементного раствора 0,04303 м³/мешок (масса одного мешка 42,6 кг). Объем воды затворения 0,0288 м³/мешок (данные по цементу взяты из справочников компаний по цементированию).

Подача при прокачивании по бурильной колонне — 0,0283 м³/с, или 1,698 м³/мин; по обсадной колонне — 0,0398 м³/с, или 2,388 м³/мин. Бурильные трубы: наружный диаметр d_n = 127 мм, внутренний диаметр d_v = 108,6 мм, масса 1 м — 29,02 кг/м. Допускается использовать 15 мин для освобождения пробок. Обсадная колонна цементируется до устья.

Требуется рассчитать:

- 1) необходимые количества цемента, бентонита для обычного цементирования. Высота цементного стакана 24 м. Допускается увеличение объема цементного раствора для открытого ствола на 100 %;
- 2) объем воды затворения;
- 3) продолжительность операции, учитывая, что скорость затворения 10 мешков/мин;

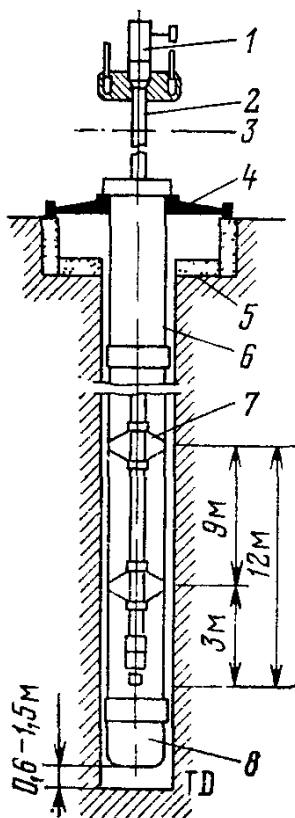
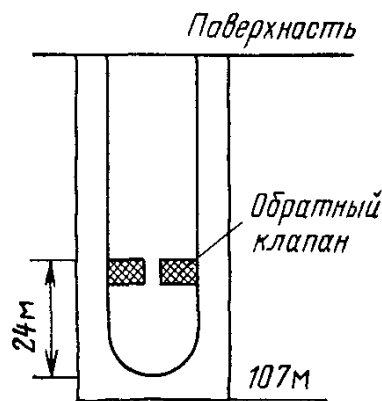


Рис. 11.16. Схема цементирования кондуктора:

1 — цементирующая головка диаметром 127 мм; 2 — 127-мм бурильные трубы; 3 — стол ротора; 4 — опорный хомут обсадной колонны, соединенный цепями с подвышечным основанием; 5 — устье; 6 — 508-мм обсадная колонна; 7 — центратор; 8 — башмак с обратным клапаном

Рис. 11.17. К примеру 11.3



4) силы, возникающие при обычном цементировании и запас прочности на растяжение. Будет ли обсадная колонна «всплывать?»

Решение Цементирование обсадных колонн большого диаметра можно проводить по обычной технологии или с применением внутренней колонны. По обычной технологии цемент закачивается и вытесняется через обсадную колонну, как описано выше. По второму способу для вытеснения цементного раствора за обсадную колонну используют внутреннюю колонну бурильных труб, имеющую башмак, который входит в уплотнительную втулку обсадной колонны (рис. 11.16).

До цементирования бурильную колонну с наконечником спускают до башмака, в который вводят наконечник. Скважина промывается, затем буферная жидкость и цементный раствор закачиваются по бурильным трубам и вытесняются за обсадную колонну

Способ выбирается из двух указанных в зависимости от сил, возникающих при цементировании. Обычно выбирают способ, при котором получают более высокий запас прочности на растяжение (т. е. отношение предела текучести к силе растяжения).

1. По рис. 11.17 рассчитаем объем цементного раствора. Площадь кольца между 660,4-мм скважиной и 508-мм обсадной колонной равна $(\pi/4)(0,6604^2 - 0,508^2) = 0,1399 \text{ м}^2$.

Объем 1 м кольцевого пространства составляет $0,1399 \text{ м}^3$, следовательно, объем цементного раствора для кольцевого пространства равен $0,1399 \cdot 107 = 14,97 \text{ м}^3$.

Общий объем кольцевого пространства равен сумме расчетного и добавочного (100 % расчетного) объемов, т. е. $14,97 + 14,97 = 29,9 \text{ м}^3$.

Объем 1 м 508-мм обсадной колонны составляет $(\pi/4)0,4757^2 \cdot 1 = 0,1777 \text{ м}^3/\text{м}$.

Объем цементного раствора для цементного стакана (между обратным клапаном и башмаком) равен $0,1777 \cdot 24 = 4,3 \text{ м}^3$.

Общий требуемый объем цементного раствора равен $29,9 + 4,3 = 34,2 \text{ м}^3$.

Число мешков цемента равно отношению объема цементного раствора

(м³) к выходу цементного раствора (м³/мешок), т. е. $34,2/0,04303=795$

Масса бентонитовой глины составляет 4 % общего веса цемента; масса цемента равна произведению объема на плотность, или $34,2 \times 1700 = 58\,140$ кг. Таким образом, масса бентонитовой глины равна $0,04 \cdot 58\,140 = 2326$ кг.

Число мешков бентонитовой глины равно $2326/42,6 = 55$ мешков.

2. Объем воды затворения — это произведение числа мешков на объем воды для затворения одного мешка, т. е. $795 \cdot 0,0288 = 23$ м³.

3. Рассчитаем общую продолжительность операции, которая представляет собой сумму времен смешивания, освобождения пробки и вытеснения.

Продолжительность цементирования по обычной технологии составляет

$$79,5 + 15 + \frac{0,1777(107 - 24)}{2,388} = 79,5 + 15 + 6,2 = 100,7 \text{ мин.}$$

Объем 1 м внутреннего пространства бурильных труб составляет 0,00926 м³/м, а общий объем в рассматриваемом примере $0,00926 \cdot 107 = 0,99$ м³.

Продолжительность цементирования по способу с использованием внутренней колонны бурильных труб равно 79,5 мин плюс время вытеснения.

Общий объем цементного раствора составляет 34,2 м³, что значительно больше объема бурильной колонны. Поэтому время вытеснения незначительно и может считаться частью времени смешивания, т. е. как только цемент затворен, он вытеснен за обсадную колонну. Фактическое значение времени вытеснения равно $0,99/1,698 = 0,6$ мин.

Таким образом, общая продолжительность операции: $79,5 + 0,6 = 80,1$ мин.

4. Для цементирования по обычной технологии наихудшие условия возникают, если обсадная колонна заполнена до верха цементным раствором плотностью 1700 кг/м³. В расчеты входит давление нагнетания 3,5 МПа, обуславливающее возникновение силы, которая вызывает смещение колонн. Дифференциальная сила — это разность сил, направленных вниз, и сил, направленных вверх.

Силы, направленные вниз, равны сумме веса обсадной колонны в воздухе, веса цементного раствора и силы за счет давления нагнетания. Вес обсадной колонны в воздухе равен $198 \cdot 9,81 \cdot 107 = 207\,835$ Н; вес цементного раствора внутри обсадной колонны представляет собой произведение площади внутреннего прохода в обсадной колонне на гидростатическое давление столба цементного раствора, или $(\pi/4) 0,4757^2 \cdot 1700 \cdot 9,81 \cdot 107 = 317\,145$ Н; сила за счет давления нагнетания равна $351\,500 (\pi/4) \cdot 0,4757^2 = 624\,471$ Н. Следовательно, силы, направленные вниз равны $207\,835 + 317\,145 + 624\,471 = 1\,149\,451$ Н.

Силы, направленные вверх, равны силе выталкивания в жидкости, или произведению гидростатического давления бурового раствора в кольцевом пространстве на площадь сечения обсадной колонны по наружному диаметру:

$$1041 \cdot 9,81 \cdot 107 (\pi/4) 0,508^2 = 221,473 \text{ Н.}$$

Отсюда получаем, что сила, действующая на верхнюю обсадную трубу, равна разности $1\,149\,451 - 221\,473 = 927\,978$ Н, поэтому обсадная колонна останется неподвижной при цементировании, т. е. не будет «всплывать».

Запас прочности на растяжение SF равен отношению предела текучести тела трубы или соединения к растягивающей силе на верхнюю обсадную трубу. Так как предел текучести тела трубы составляет 9 124 420 Н, то $SF = 9\,124\,420/927\,978 = 9,8$.

Расчет сил, возникающих при цементировании с использованием внутренней бурильной колонны, оставляется в качестве задачи для читателя (см. задачу 11.1).

4. Определим перепад давления. Высоту столба воды в кольцевом пространстве объемом 477 м^3 , закачанной перед цементным раствором, найдем следующим образом:

$$h = 4,77 / 0,01178 = 405 \text{ м},$$

где объем $1 \text{ м} — 0,01178 \text{ м}^3/\text{м}$.

Перепад давления возникает при цементировании вследствие разности плотностей бурового и цементного растворов и буферной жидкости (воды).

Принимая плотность пресной воды 1000 кг/м^3 , получаем общий перепад давления

$$\Delta p = (1890 - 1394) \cdot 9,81 \cdot 176 + (1840 - 1394) \cdot 9,81 \cdot 1800 + \\ + (1000 - 1394) \cdot 9,81 \cdot 405 = 7166460 \text{ Па} \approx 7,2 \text{ МПа}.$$

5. Из уравнения $Q = vA$, где v — скорость; Q — объемная скорость потока; A — площадь кольцевого пространства, имеем скорость потока в кольцевом пространстве

$$v = 0,0189 / 0,01178 = 1,60 \text{ м/с}.$$

6. Объем выходящего бурового раствора равен сумме объема материала обсадной колонны, объема бурильной жидкости и общего объема цементного раствора, или

$$(\pi/4) (0,1778^2 - 0,1571^2) 4234 + 4,77 + 21,2 + 2,93 = 52 \text{ м}^3.$$

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Цементирование под давлением можно определить как процесс задавливания цементного раствора в ограниченную зону за обсадной колонной.

Цементирование под давлением используют в следующих целях.

1. Для устранения дефектов, возникающих в результате неудачного первичного цементирования. Причиной большинства неудач при первичном цементировании является неэффективное удаление корки бурового раствора, что ведет к образованию каналов из бурового раствора в цементе за обсадной колонной. В этом случае проводят исправительное цементирование под давлением.

2. Для устранения притока воды через перфорационные отверстия выше, в интервале или ниже продуктивной зоны путем задавливания цементного раствора в перфорационные отверстия.

Для регулирования газонефтяного отношения в продуктивной зоне путем закупорки перфорационных отверстий газовой зоны.

4. Для закрытия перфорационных отверстий продуктивной нефтяной зоны, вскрытой для оценки запасов и не требуемой для последующей эксплуатации.

Успешность цементирования под давлением зависит от правильного заполнения отверстий или зон перфорации цементным раствором. Качество операции может быть значительно

повышено подготовкой поверхности интервала перфорации [8]. Поверхность пород готовят путем обработки соляной кислотой HCl или другими пригодными для этой цели кислотами. Кислота реагирует с коркой бурового раствора и другими отложениями на поверхности, которые затем удаляют при промывке чистым флюидом.

Используют три способа цементирования под давлением.

СПОСОБ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАЛИВНОЙ КОЛОННЫ

По этому способу бурильную колонну спускают и устанавливают над интервалом перфорации или требуемой зоной. Цементный раствор вытесняется из бурильных труб, причем объем цементного раствора должен быть достаточным для данного объекта. Закрывают трубные плашки превентора (рис. 11.19) и создают расчетное давление, чтобы зажать цементный раствор.

СПОСОБ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕРА

По этому способу (рис. 11.20) пакер извлекаемого или разбуриваемого типа спускают и устанавливают над интервалом цементирования. Извлекаемый пакер спускается на бурильной

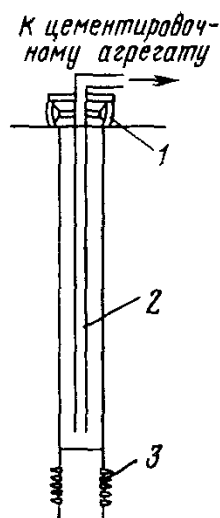


Рис. 11.19. Способ цементирования под давлением с использованием заливочной бурильной колонны:

1 — трубные плашки превентора (закрыты); 2 — бурильная колонна; 3 — перфорационные отверстия

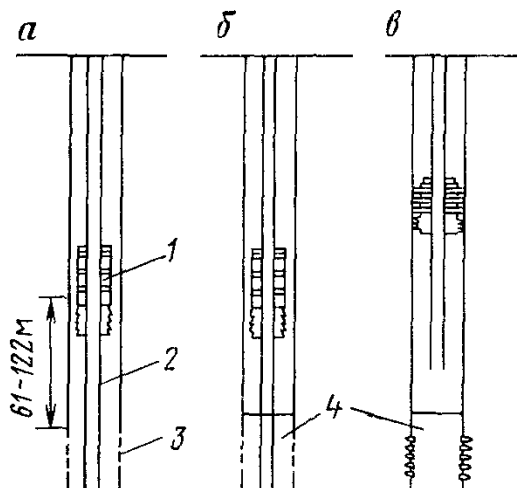


Рис. 11.20. Способ цементирования под давлением с использованием пакера [8]:

а — спуск хвостовика к подошве интервала перфорации, б — закачивание цементного раствора; в — задавливание цементного раствора после установки пакера и хвостовика выше интервала цементирования; 1 — пакер; 2 — хвостовик; 3 — зона, подлежащая цементированию, 4 — цементный раствор

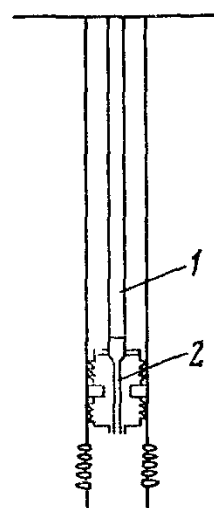


Рис. 11.21. Способ цементирования под давлением с использованием разбуриваемого пакера (1) и наконечника (2)

колонне и может быть механически легко установлен и снят.

Разбуриваемый пакер спускают на кабеле и устанавливают с помощью специального инструмента; для раскрытия пакерных клиньев применяют взрывной заряд.

При использовании извлекаемого пакера вначале цементный раствор закачивают в интервал скважины, который цементируют под давлением. Затем устанавливают пакер (пакеруется кольцевое пространство), и цементный раствор задавливают в открытую зону (см. рис. 11.20).

При использовании неизвлекаемого пакера (рис. 11.21) цементный раствор вначале закачивают к башмаку хвостовика буровой колонны. Затем хвостовик продавливают через пакерное отверстие и создают давление для задавливания цементного раствора.

После задавливания полного объема цементного раствора избыточный объем этого раствора должен быть вымыт обратной циркуляцией, чтобы не зацементировать буровую колонну или ее хвостовик. При использовании неизвлекаемого пакера хвостовик вначале отсоединяют от пакера и поднимают над ним, а затем производится обратная циркуляция. Если применяют извлекаемый пакер, то вначале снимают пакер, а затем избыточный объем цементного раствора удаляют обратной циркуляцией.

Преимущество способа с использованием пакеров состоит в том, что изолируются обсадная колонна и колонная головка от давления задавливания.

СПОСОБ С ВЫДЕРЖКОЙ ВО ВРЕМЕНИ

Этот способ имеет особые преимущества при цементировании зон с низкой проницаемостью. Требуемое оборудование аналогично схеме, приведенной на рис. 11.20. С помощью буровой колонны цементный раствор доставляют к интервалу цементирования, после чего производят задавливание с промежутками без нагнетания. Цель остановок при задавливании — обеспечить отложение корки в результате фильтрации на поверхности открытой зоны, подлежащей цементированию.

УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Установка цементного моста — это операция по доставке и перекрытию цементным раствором зон, подлежащих изоляции или ликвидации. Обычно цементные мосты применяют в следующих случаях: для ликвидации лежащей ниже истощенной зоны, ликвидации или отсечения всей скважины или части открытого ствола, создания опоры отклонителю при забуривании

нового ствола, изоляции зон поглощения в открытом стволе [4]. Применяют два способа установки цементных мостов: равновесный и с помощью цементировочной желонки.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ НА РАВНОВЕСИИ

При этом способе используют только бурильную колонну. Буферную жидкость закачивают перед цементным раствором, а также после цементного раствора.

Суть способа состоит в том, что буферная жидкость и часть цементного раствора вытесняются из бурильных труб до того момента, когда высоты столбов цементного раствора в бурильных трубах и кольцевом пространстве будут равны. Таким образом, поддерживается равное гидростатическое давление в бурильных трубах и кольцевом пространстве. Следует учитывать, что при равной высоте столбов для кольцевого пространства требуется больший объем цементного раствора по сравнению с объемом бурильных труб.

Затем бурильную колонну медленно поднимают так, чтобы оставшийся цемент вытек из труб и занял объем, который ранее занимали бурильные трубы. После этого считается, что цементный мост установлен (рис. 11.22). Мост может быть срезан на нужной глубине путем обратной циркуляции.

Буферная жидкость за цементом обеспечивает столб жидкости той же высоты и плотности, что и столб буферной жидкости в кольцевом пространстве (см. рис. 11.22).

Мост рассчитывается следующим образом. Объем цементного раствора равен произведению высоты моста на площадь кольца между обсадной и бурильной (или НКТ) колоннами плюс объем единицы длины бурильной колонны или НКТ:

$$V = H(A + C),$$

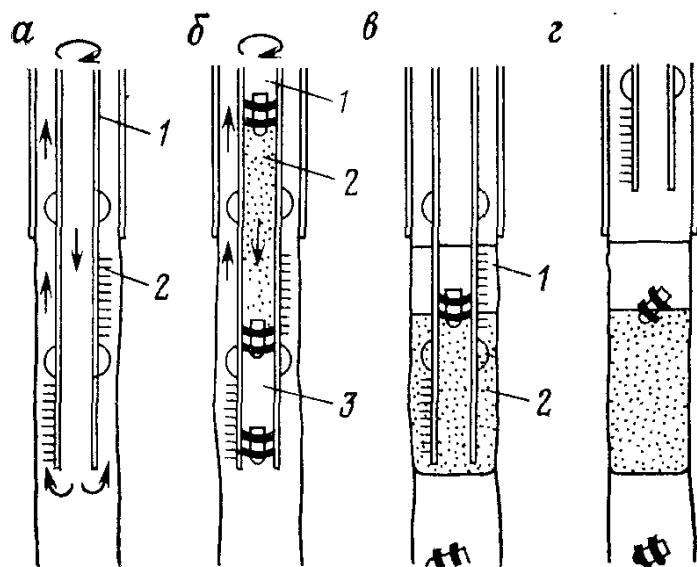


Рис. 11.22. Схема установки цементных мостов на равновесии [4]:

а — промывка скважины с приведением в норму показателей бурового раствора с вращением бурильной колонны: 1 — бурильная колонна, 2 — скребки и центризаторы; б — вытеснение буферной жидкости и цементного раствора; 1 — буферная жидкость, 2 — цементный раствор, 3 — буферная жидкость в кольцевом пространстве; в — закачивание моста: 1 — буферная жидкость, закачиваемая до и после цементного раствора, 2 — цементный мост; г — медленный подъем бурильной колонны

ТАБЛИЦА 11.2

**ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ ИЗ ЧИСТЫХ ЦЕМЕНТОВ
ПО КЛАССИФИКАЦИИ АНИ**

Класс цемента	Объем воды затворения, м ³ /мешок	Выход цементного раствора из 1 мешка цемента, м ³	Плотность цементного раствора, кг/м ³	Содержание воды затворения, %
А	24,5	0,0331	1870	46
В	24,5	0,0331	1870	46
С	30,0	0,0378	1780	56
Д	20,2	0,0300	1970	38
Г	23,4	0,0326	1890	44
Н	20,2	0,0300	1970	38

откуда

$$H = V / (A + C), \quad (11.2)$$

где V — объем цементного раствора, м³; A — объем между НКТ и бурильной колонной и открытым стволом или обсадной колонной, м³/м; C — объем НКТ или бурильной колонны, м³/м.

Пример 11.5. Требуется установить цементный мост равновесным способом из 100 мешков цемента класса Г без добавок в открытом стволе диаметром 215,9 мм с использованием НКТ наружным и внутренним диаметрами 99,9 и 77,9 мм и массой 13,2 кг/м. Глубина скважины 1829 м, перед цементным раствором использовать буферную жидкость объемом 1,6 м³.

Рассчитать: 1) общий объем цементного раствора, объем 1 м кольцевого пространства и НКТ; 2) высоту моста; 3) объем воды, используемой в качестве буферной жидкости после цементного раствора; 4) объем продажного бурового раствора; 5) число ходов насоса для вытеснения цементного раствора ниже башмака бурильных труб, предполагая, что подача насоса 0,016 м³ за ход поршня; 6) объем цементного раствора и число мешков цемента при высоте моста 152 м.

Решение. Используя внутренний диаметр НКТ, можно подсчитать, что внутренний объем НКТ составляет 0,00477 м³/м. Объем кольцевого пространства между НКТ диаметром 88,9 мм и скважиной диаметром 215,9 мм равен 0,0285 м³/м (с учетом муфт НКТ). Выход цементного раствора для цемента класса Г без добавок определяется из справочника, пример справочной таблицы — табл. 11.2. Согласно табл. 11.2 выход цементного раствора из цемента класса Г (чистого) без добавок составляет 0,0326 м³/мешок при плотности цементного раствора 1890 кг/м³.

1. Общий объем цементного раствора равен произведению числа мешков на выход цементного раствора из 1 мешка или $100 \times 0,0326 = 3,26$. Объем кольцевого пространства 0,0285 м³/м (если не учитывать муфты НКТ, то объем кольца по расчету составляет 0,0304 м³/м). Внутренний объем НКТ 0,00477 м³/м.

2. Высота моста при равновесии

$$H = 3,26 / (0,00477 + 0,0285) = 98 \text{ м.}$$

3. При установке моста равновесным способом высота буферной жидкости в кольцевом пространстве должна быть равна высоте буферной жидкости в НКТ. Поэтому отношение объема буферной жидкости в кольцевом

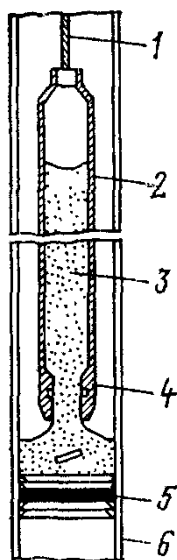


Рис. 11.23. Способ доставки цементного раствора с помощью желонки [4]:

1 — кабель; 2 — желонка; 3 — цементный раствор; 4 — электромеханический клапан; 5 — пакер; 6 — обсадные трубы

пространстве к объему 1 м кольцевого пространства равно отношению объема буферной жидкости в НКТ к внутреннему объему 1 м НКТ, т. е. $1,6/0,0285 = V/0,00477$, откуда $V = 0,27 \text{ м}^3$.

В общем случае объем буферной жидкости, закачиваемой за цементным раствором, равен отношению внутреннего объема НКТ к объему 1 м кольцевого пространства, умноженному на объем буферной жидкости в кольцевом пространстве.

4. Высота воды в НКТ равна $0,27/0,00477 = 57 \text{ м}$, высота цементного раствора и воды в НКТ равна сумме $98 + 57 = 155 \text{ м}$, высота бурового раствора для заполнения оставшейся длины НКТ представляет собой разность $1829 - 155 = 1674 \text{ м}$.

5. Объем продажного бурового раствора равен $1674 \times \text{Внутренний объем 1 м НКТ} = 1674 \cdot 0,00477 = 7,98 \text{ м}^3$.

6. Число ходов насоса для вытеснения цементного раствора равно $7,98/0,016 = 499$.

7. Объем цементного раствора равен произведению высоты моста на объем 1 м скважины, или $152(\pi/4)0,2159^2 = 5,56 \text{ м}^3$.

Число мешков равно отношению объема цементного раствора к выходу цементного раствора из мешка цемента, или $5,56/0,0326 = 171 \text{ мешок}$.

СПОСОБ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ЖЕЛОНКИ

Способ представлен на рис. 11.23. Пакер, аналогичный представленному на рис. 11.21, спускают на кабеле и устанавливают сразу над зоной, подлежащей изоляции. Отверстие в пакере закрывают пробкой, поэтому другое название пакера — мостовая пробка. Желонку, содержащую расчетный объем цементного раствора, спускают на кабеле до пакера, где цементный раствор освобождается механически при разрушении стеклянной тарелки на конце желонки.

Способ с использованием цементировочной желонки обычно применяют в обсаженных скважинах при изоляции пород с низким пластовым давлением [4].

ЗАДАЧИ

1. Определить величину дифференциальной силы для примера 11.3 при цементировании с использованием заливочной колонны бурильных труб. Определить запас прочности на растяжение.

Ответ: 217090 Н; SF=42.

2. В разведочной скважине глубиной 1890 м цементируется до устья 508-мм обсадная колонна массой 198 кг/м, резьба «Батресс»; диаметр скважины 660,4 мм; цемент класса Г АНИ. Столб цементного раствора состоит из 61 м цемента класса Г с плотностью 1890 кг/м³ и 1829 м цемента класса Г с плотностью 1520 кг/м³. Внутренний диаметр обсадной колонны 475,7 мм, проч-

ность на смятие 10,5 МПа, прочность на разрыв от внутреннего давления 21 МПа, прочность соединения 9124420 Н.

Сравнить силы, возникающие при цементировании этой колонны по обычному способу и способу с использованием внутренней заливочной колонны. Какой способ вы считаете лучшим?

Ответ: способ с использованием внутренней заливочной колонны, SF (на растяжение) = 5,3; обычный способ, SF (на растяжение) = 2,5.

Список литературы

1. *Dowell Schlumbergen*. Cementing Technology.— Dowell Schlumberger Publication.
2. *Halliburton*. Outline of Oilwell cementing.— Halliburton Publications, 1972.
3. *API RP10B*. API Recommended Practice for Testing Oilwell Cement Additives.— American Petroleum Institute, Production Department.
4. *Suman G., Ellis R.* Cementing Handbook. Including Casing Handling Procedures.— Reprinted from World Oil, Gulf Publishing, 1977.
5. *API Spec. 10D*. API Specification for Casing Centralisers.— American Petroleum Institute Production Department, 1973.
6. *Brown-Hughes*. Liner Equipment.— Brown-Hughes Catalogue.
7. *Halliburton*. Liner Cementing.— Halliburton Publications, 1972.
8. *Dowell Schlumberger*. Squeeze Cementing Handbook.— Dowell Schlumberger Technical Literature.

ГЛАВА 12

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Проблемы, связанные с проводкой нефтяных скважин, в основном возникают вследствие нарушения устойчивости горных пород, которыми сложены стенки скважины, непосредственно в процессе бурения или в результате взаимодействия в системе буровой раствор — порода. Напряжения в горной породе совместно с поровым давлением стремятся восстановить существовавшее равновесие пластов, что заставляет их деформироваться в направлении ствола скважины.

Ствол удерживается в открытом состоянии за счет поддержания равновесия между напряжениями в пласте и поровым давлением, с одной стороны, и давлением бурового раствора в скважине, с другой стороны. Нарушение баланса может привести к возникновению осложнений в скважине.

Ниже рассмотрены наиболее общие осложнения, возникающие при бурении ствола нефтяной скважины. Материал заимствован из последующих публикаций.

Осложнения в процессе бурения скважин можно разделить на три основные группы: 1) прихват бурильных труб; 2) осыпи глинистых сланцев; 3) поглощение.

ПРИХВАТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Бурильные трубы считаются прихваченными, когда часть бурильной колонны или УБТ находятся в неподвижном состоянии и невозможно их осевое перемещение в скважине. При возникновении прихвата движение бурильных труб и дальнейший процесс бурения невозможен.

В практике бурения прихваты бурильных труб происходят вследствие перепада давления, по механическим причинам в результате образования желобов.

ПРИХВАТ ВСЛЕДСТВИЕ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Этот прихват возникает, когда разность между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым поровым давлением становится чрезмерно большой в интервалах пористых и проницаемых отложений, таких как песчаник и известняк (рис. 12.1). Другими условиями являются наличие толстой глинистой корки и оставление бурильной колонны в неподвижном состоянии на некоторое время в открытом стволе.

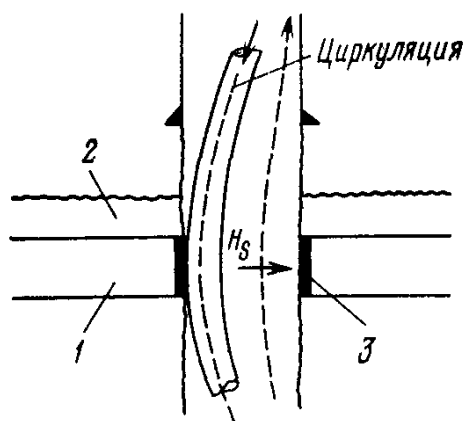


Рис. 12.1. Схема прихвата буровых труб вследствие перепада давления:

1, 2 — пористая проницаемая и непроницаемая зоны соответственно; 3 — глинистая корка

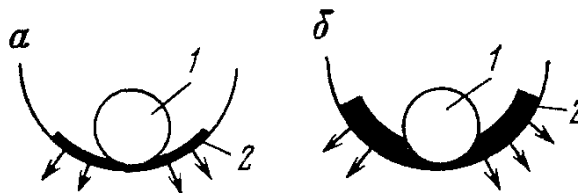


Рис. 12.2. Схема процесса прихвата во времени:

а, б — первоначальное положение и через несколько часов соответственно: 1 — буровая колонна; 2 — глинистая корка

Прихват вследствие перепада давления можно легко определить по следующим признакам: невозможность движения буровой колонны вниз-вверх при восстановлении циркуляции. В случае полного прихвата циркуляция и движение буровых труб невозможны.

Сила, возникающая вследствие перепада давления

$$DF = (H_r - p_{пл}) (ht) f, \quad (12.1)$$

где H_r — гидростатическое давление бурового раствора; $p_{пл}$ — пластовое давление; ht — площадь контакта; h — мощность проницаемой зоны; t — толщина глинистой корки; f — коэффициент трения (использован для учета изменения величины площади контакта между стальной буровой трубой и глинистыми корками разного состава).

Чем больше время нахождения буровых труб в неподвижном состоянии, тем существеннее толщина глинистой корки. Кроме того, коэффициент трения увеличивается под действием большего количества воды, фильтруемого сквозь глинистую корку [1].

Сила, возникающая за счет перепада давления зависит от изменения перепада давления $H_r - p_{пл}$. В нормальных условиях бурения поддерживают перепад давления в пределах 0,68—1,36 МПа. Большее изменение перепада давления приводит: а) к резкому увеличению плотности бурового раствора и в результате к повышению его гидростатического давления и перепада давления; б) к бурению сквозь истощенные пласты и зоны уменьшения давления.

Зоны уменьшения давления наблюдаются при глубоком бурении, когда градиент пластового давления снижается, в то время как градиент давления бурового раствора остается неизменным и соответствующим поровому давлению вышележащих пластов [1]

На рис 12.2 представлена схема возможной ситуации на начальном этапе прихвата и через несколько часов

Пример 12.1 Определить величину прижимающей силы прихвата (при липания) в проницаемой зоне мощностью $h=9,1$ м, используя следующие данные: перепад давления $H_r - p_{пл} = 0,68$ МПа, толщина глинистой корки $t=12,7$ мм, коэффициент трения $f=0,1$

Решение Из уравнения (12.4) находим $DF = 680\,000 \cdot 9,1 \cdot 0,0127 \cdot 0,1 = 85\,583$ Н

Пример 12.2 Бурильная колонна состоит из бурильных труб общей длиной 4572 м и весом 290,2 Н/м и УБТ длиной 152 м и весом 2232 Н/м. Установлено, что бурильная колонна прихвачена у первой свечи УБТ ниже бурильных труб. Плотность бурового раствора 1600 кг/м³, прижимающая сила за счет перепада давления $DF=489\,780$ Н. Марки имеющихся бурильных труб — Е, Х, G и S. Определить вес бурильной колонны в жидкости, общую нагрузку на крюке при натяжении вверх прихваченного инструмента, значение предельного натяжения для четырех марок труб, учитывая, что трубы по износу относятся к категории повышенного качества

Решение В расчетах учитывается только вес бурильных труб, так как вес УБТ исключается в точке прихвата. Тогда вес бурильной колонны в буровом растворе $= 4572 \cdot 29,02 (BF) = 4572 \cdot 29,02 [1 - (1600/7830)] = 981 = 1\,035\,616$ Н

Нагрузка на крюке с учетом величины, прижимающей силы за счет перепада давления $= 1\,035\,616 + 489\,780 = 1\,525\,396$ Н

Предельное напряжение представлено в табл. 12.1

Таким образом, для существующих условий марка Е имеет отрицательное значение МОР, что означает разрыв буровой трубы, если для ее освоения будет приложено натяжение величиной 1 525 396 Н. Только марки Х, G и S могут быть использованы в скважинах данного типа, где величина прижимающей силы за счет дифференциального давления равна 489 780 Н

ТАБЛИЦА 12.1

К расчету примера 12.1

Марка	Вес Н/м	Предел текучести тела бурильных труб Н	Предельно допустимое натяжение Н
Е	290,2	1 412 834	$1\,412\,834 - 1\,525\,396 = -112\,562$
Х	290,2	1 789 511	$1\,789\,511 - 1\,525\,396 = 264\,115$
G	290,2	1 977 940	$1\,977\,940 - 1\,525\,396 = 452\,544$
S	200,2	2 543 047	$2\,543\,047 - 1\,525\,396 = 1\,017\,651$

Примечания. 1 Все бурильные трубы считаются трубами повышенного качества, значения предела текучести взяты из табл. 2.1—2.3. 2 Предельно допустимое натяжение (МОР) представляет собой разность предела текучести и нагрузки на крюке

Предотвращение прихвата вследствие перепада давления

Анализ уравнения (12.4) показывает, что силу прихвата от перепада давления можно уменьшить следующим образом

1 Снизить перепад давления $H_T - p_{пл}$. Это означает, что бурение необходимо вести с минимальным превышением давления столба бурового раствора над пластовым с учетом возможности пульсации и поршневого эффекта в скважине. Увеличение плотности бурового раствора можно контролировать путем ограничения механической скорости бурения, особенно для скважин большого диаметра, в которых образуется большое количество выбуренной породы, способствующее значительному росту плотности раствора, что повышает перепад давления $H_T - p_{пл}$.

2 Уменьшить площадь контакта, т. е. h и t . Так как мощность пористого пласта изменить нельзя, то площадь контакта можно уменьшить только за счет изменения толщины глинистой корки t . Это, в свою очередь, означает снижение содержания твердой фазы в буровом растворе до минимума и использование бурового раствора с низкой водоотдачей.

Коэффициент трения f связан непосредственно с интенсивностью водоотдачи и его значение следует поддерживать минимальным за счет применения бурового раствора с низкой водоотдачей. Следовательно, буровой раствор на нефтяной основе является идеальным для разбуривания пластов, подверженных прихватам вследствие перепада давления.

Кроме того, площадь контакта зависит от площади контакта стальных бурильных труб, находящихся в соприкосновении с проницаемым пластом. Наибольшее количество прихватов связано с УБТ и идеальным является применение УБТ с минимальной площадью. УБТ со спиральной канавкой имеют площадь поверхности на 50 % меньше, чем гладкие УБТ и, следовательно, создают в два раза меньшую прижимающую силу [1]. Уменьшение площади поверхности УБТ снижает его вес только на 4—7 %, и если необходим дополнительный вес, то можно использовать дополнительную УБТ.

Площадь (поверхность) контакта можно также уменьшить, применив стабилизаторы, центрирующие УБТ в стволе скважины.

3 Так как площадь контакта и коэффициент трения с течением времени возрастают, то снижение времени нахождения бурильной колонны в неподвижном состоянии непосредственно способствует уменьшению возможности осложнения.

4 Снизить коэффициент трения f при бурении пластов с потенциальной опасностью возникновения прихвата, используя нефть и ореховую шелуху.

Освобождение прихваченного инструмента

Если, несмотря на принятые выше меры предосторожности, бурильная колонна оказалась прихваченной, то можно использовать различные методы для ее освобождения.

Наиболее распространенные следующие методы: 1) уменьшение гидростатического давления; 2) установка ванн; 3) развинчивание бурильного инструмента; 4) ловильные работы при помощи испытателя пластов (для извлечения бурильного инструмента); 5) ловильные работы в скважине. Ниже будут рассмотрены только методы 1—4.

Уменьшение гидростатического давления. Для снижения гидростатического давления бурового раствора используют метод U-образной трубки. Бурильную колонну и затрубное пространство можно рассматривать как U-образную трубу, а долото соединяет две дуги этой трубы (рис. 12.3).

При этом возможны два варианта прихвата от перепада давления: 1) пластовое давление известно (например, при проводке эксплуатационной скважины); 2) пластовое давление неизвестно, как при проводке разведочной скважины.

Когда пластовое давление известно, то избыточное давление $H_{\Gamma} - p_{пл}$ можно постепенно снизить до безопасного уровня так, чтобы гидростатическое давление всегда было выше пластового.

Гидростатическое давление снижают за счет прокачивания бурового раствора более низкой плотности или закачиванием небольшого объема жидкости с низкой плотностью. В этом случае применяют дизельное топливо вследствие его малой плотности, но для снижения гидростатического давления можно также использовать чистую или минерализованную воду. Объем необходимой жидкости с малой плотностью определяют расчетом требуемого снижения гидростатического давления, а затем по полученному значению находят высоту и объем столба дизельного топлива или воды (см. пример 12.3). Расчетный объем дизельного топлива закачивают в бурильную колонну. Так как дизельное топливо (солярка) имеет более низкую плотность, чем буровой раствор, то давление в буриль-

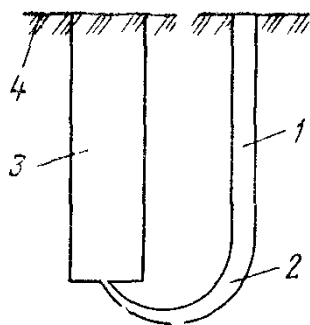


Рис. 12.3. U-образная конфигурация скважины:

1 — бурильная колонна; 2 — долото; 3 — кольцевое пространство, 4 — устье

ных трубах меньше, чем в кольцевом пространстве, и перепад давления будет направлен к бурильным трубам. Избыточное давление поддерживают путем закрытия шарового крана, установленного над ведущей трубой. Затем к бурильной колонне прикладывают безопасное натяжение, которое равно сумме первоначальной нагрузки на крюке и дополнительного натяжения.

Через равные интервалы времени открывают бурильные трубы и возникает обратная циркуляция до тех пор, пока дизельное топливо полностью не удалено. Таким образом, уровень в затрубном пространстве уменьшается до отметки, при которой гидростатическое давление равно или несколько выше пластового.

Во время обратного перетока бурильные трубы необходимо непрерывно расхаживать, пока они полностью не освободятся. Если в состав бурильной колонны включен бурильный ясс, то его требуется использовать с целью создания дополнительного усилия для освобождения бурильных труб. Бурильный ясс эффективен только тогда, когда он находится выше зоны прихвата. Во время обратного перетока следует непрерывно контролировать давление в бурильной колонне и кольцевом пространстве.

Когда давление в скважине постоянно, то давление в бурильных трубах медленно падает, и жидкость в затрубном пространстве не поднимается. Если в скважине возникает проявление, то наблюдается постепенное повышение уровня в кольцевом пространстве, и давление в бурильных трубах медленно возрастает во время обратного перетока. При возникновении подобной ситуации операцию по освобождению бурильной колонны следует прекратить и начать работы по глушению скважины.

Пример 12.3. Определить объем нефти, необходимый для снижения гидростатического давления в скважине на 3,4 МПа, используя следующие данные: плотности бурового раствора и нефти 1200 и 800 кг/м³ соответственно; глубина скважины 3000 м, диаметр — 311,2 мм; бурильные трубы — наружный и внутренний диаметры 127 и 109 мм соответственно

Решение Первоначальное гидростатическое давление составляем $1200 \cdot 9,81 \cdot 3000 = 35,316$ МПа Требуемое гидростатическое давление равно $35,316 - 3,4 = 31,916$ МПа.

Таким образом, новое гидростатическое давление равно давлению (бурового раствора и нефти) в бурильных трубах, т. е.

$$3191600 = 1200 \cdot 9,81Y + 800 \cdot 9,81 (3000 - Y). \quad (12.2)$$

где Y = высота столба бурового раствора в трубах.

Следовательно, $Y = 2134$ м. Отсюда, высота столба нефти равна $3000 - 2134 = 866$ м, а объем нефти равен произведению объема 1 м бурильных труб на высоту, т. е. $(\pi/4)0,109^2 \times 866 = 8,08$ м³

Следует отметить, что когда требуемый объем дизельного топлива (нефти) закачан в бурильные трубы, то значение гидростатического давления

у долота становится равным 31,916 МПа, в то время как величина гидростатического давления в затрубном пространстве все еще составляет 35,316 МПа. Разность давлений в двух половинах сообщающихся труб создает противодействие в бурильных трубах, что ведет к вытеснению дизельного топлива и снижению уровня бурового раствора в затрубном пространстве, в результате чего уменьшается гидростатическое давление на пласт.

Если пластовое давление неизвестно, то снижают гидростатическое давление бурового раствора в несколько приемов, используя описанный выше метод, пока не освободят бурильные трубы полностью.

Один из вариантов этого метода предусматривает закачивание воды в затрубное пространство и бурильные трубы для снижения гидростатического давления до значения равного или несколько превышающего пластовое.

Пример 12.4 Для прихвата на глубине 3475 м имеем следующие данные: пластовое давление 40,2376 МПа, диаметр промежуточной обсадной колонны 244,5 мм (внутренний диаметр 224,5 мм на глубине 5231 м), наружный и внутренний диаметры бурильных труб 127 и 109 мм, плотность бурового раствора 1470 кг/м³.

Требуется снизить гидростатическое давление в бурильных трубах и кольцевом пространстве так, чтобы оно было равно пластовому давлению.

Определить объем воды, необходимый для кольцевого пространства и бурильных труб, учитывая, что плотность минерализованной воды 1040 кг/м³.

Решение Принимаем высоту уровня воды в кольцевом пространстве за Y .

Требуемое гидростатическое давление в точке прихвата 40 237 600 Па (40,2376 МПа), или $40\,237\,600 = Y \cdot 1040 \cdot 9,81 + (3475 - Y) \cdot 1470 \cdot 9,81 = 2340 \cdot Y$

Требуемый объем воды в кольцевом пространстве равен произведению объема 1 м кольцевого пространства между бурильными трубами и обсадной колонной диаметром 244,5 мм на высоту столба воды, или $(\pi/4) \times (0,2445^2 - 0,109^2) \cdot 2340 = 92,63 \text{ м}^3$.

Следовательно, если закачать в затрубное пространство 92,63 м³ воды, то гидростатическое давление в точке прихвата снижается до 40,238 МПа.

Когда вода объемом 92,63 м³ закачана в кольцевое пространство, бурильные трубы остаются заполненными буровым раствором плотностью 1470 кг/м³, и гидростатическое давление в точке прихвата равно $1470 \times 9,81 \times 3475 = 50,112 \text{ МПа}$.

Таким образом, противодействие (или перепад давления), равное $50,112 - 40,238 = 9,874 \text{ МПа}$, воздействует на кольцевое пространство и будет стараться уравновесить давления, вытесняя воду из этого пространства.

Чтобы в кольцевом пространстве было 92,63 м³ воды, столб воды в бурильных трубах должен быть равным по высоте столбу воды в кольцевом пространстве.

Для предотвращения перетока из кольцевого пространства объем воды в бурильных трубах должен равняться произведению объема 1 м бурильных труб на высоту водяного столба, т. е. $(\pi/4) \cdot 0,109^2 \cdot 2340 = 21,84 \text{ м}^3$.

Выравнивание уровней воды в бурильных трубах и кольцевом пространстве может быть достигнуто: а) закачиванием в кольцевое пространство 92,63 м³ воды; б) вытеснением в кольцевое пространство 21,84 м³ воды; в) закачиванием 21,84 м³ воды в бурильные трубы для вытеснения такого же объема воды из затрубного пространства и снижением гидростатического давления в бурильных трубах до 40,238 МПа.

Если в процессе выполнения работ скважину необходимо заглушить, то следует произвести обратную циркуляцию буровым раствором плотностью 1470 кг/м³ (т. е. раствором первоначальной плотности), пока вся вода не будет вытеснена из бурильных труб. Затем провести прямую циркуляцию через бурильные трубы буровым раствором плотностью 1470 кг/м³, пока вся вода не будет удалена из кольцевого пространства.

Установка ванн из органических жидкостей. Органические жидкости обычно закачивают в зону прихвата для уменьшения толщины глинистой корки и коэффициента трения. Смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ) и дизельного топлива — одна из широко применяемых жидкостей для установки ванн, обладающих способностью смачивать поверхность по окружности бурильной колонны и создающих тонкую пленку между бурильной колонной и глинистой коркой [1, 2]. Это позволяет снизить величину коэффициента трения и повысить эффективность освобождения труб от прихвата механическим путем, т. е. натяжением. Обычно закачивают органическую жидкость в бурильные трубы, а затем постепенно небольшие объемы этой жидкости в кольцевое пространство, пока вся зона прихвата не будет заполнена. Бурильные трубы необходимо непрерывно расхаживать во время закачивания жидкости.

Успешность выполнения операции зависит от объема используемой органической жидкости, характеристик глинистой корки, значения прижимающей силы вследствие перепада давления и правильного расположения пачки раствора в соответствующей зоне. Для эффективного освобождения прихваченных бурильных труб минимальный рекомендуемый объем органической жидкости должен составлять 24 м³ [1]. Для обработки глинистой корки жидкость следует оставлять в скважине минимум на 8 ч. Органический раствор можно также добавлять в буровой раствор, применяемый для разбуривания пластов, способствующих прихватам труб вследствие перепада давления. Использование нефти ведет к снижению гидростатического давления бурового раствора, и для компенсации падения градиента давления могут быть применены утяжелители. Это особенно важно в скважинах, в которых возможно проявление.

Операции по развинчиванию бурильного инструмента. Если ни один из описанных выше методов не позволяет освободить инструмент, то последним решением является проведение работ по развинчиванию инструмента.

Операция по развинчиванию бурильного инструмента включает извлечение из ствола скважины свободной части бурильной колонны, т. е. отсоединение колонны бурильных труб на глубине зоны прихвата или выше и извлечение свободной части бурильных труб. Оставшаяся в скважине часть колонны бурильных труб может быть в последующем извлечена с помощью оборудования для испытания пластов или ловильных инструментов с промывкой. В случае неудачи в скважине устанавливают мост и забуривают второй ствол.

Перед началом выполнения работ по развинчиванию бурильного инструмента необходимо с возможной точностью определить положение прихваченной бурильной трубы (место прихвата). Обычно для этого применяют два метода: 1) метод

натяжения с поверхностным наблюдением удлинения бурильной колонны; 2) метод натяжения с использованием специальных тензометрических датчиков, обычно называемых индикаторами глубины прихвата (прихватомеры).

Метод определения зоны прихвата по данным измерений на поверхности выполняется следующим образом:

1) дать натяжение до обычной нагрузки на крюке (собственный вес бурильной колонны) и отметить положение над ротором X_1 с помощью измерительной линейки;

2) сделать натяжение 90700 Н сверх собственного веса и затем медленно снизить нагрузку, пока индикатор веса не покажет вновь обычную нагрузку на крюке (собственный вес). Отметить новое положение X_2 ;

3) записать среднее расстояние $Y_1 = (X_1 + X_2)/2$;

4) увеличить нагрузку на крюке до 181400 Н свыше собственного веса и отметить новую отметку X_3 над столом ротора;

5) увеличить натяжение до 272100 Н сверх обычной нагрузки на крюке от собственного веса, затем ослабить, пока индикатор веса не покажет обычную нагрузку на крюке $HL + 181400$ Н и отметить новое положение X_4 ;

6) записать среднее расстояние $Y_2 = (X_3 + X_4)/2$;

7) найти удлинение трубы от растяжения как разницу между Y_2 и Y_1 .

В соответствии с законом Гука

$$E = \frac{F/A}{e/L}, \quad (12.3)$$

где E — модуль упругости материала труб; F — натяжение колонны; A — площадь поперечного сечения труб; e — удлинение колонны; L — длина свободной части бурильной колонны.

Следовательно,

$$L = AEe/F, \quad (12.4)$$

где $e = Y_2 - Y_1$; $F = (HL) + 181400 - (HL)$ или $F = 181400$ Н.

Отсюда

$$L = AE(Y_2 - Y_1)/F. \quad (12.5)$$

На удлинение бурильной трубы влияют следующие условия в стволе скважины: резкое искривление ствола скважины, срезающая сила и т. д.

Описанный выше метод может быть применен на практике в следующем упрощенном варианте:

1) дать натяжение бурильной колонны до нормальной нагрузки на крюке (собственного веса) и определить X_1 ;

2) увеличить нагрузку на крюке на 181400—272100 Н и отметить положение X_2 ;

3) разность между X_2 и X_1 представляет собой удлинение под действием дополнительной нагрузки.

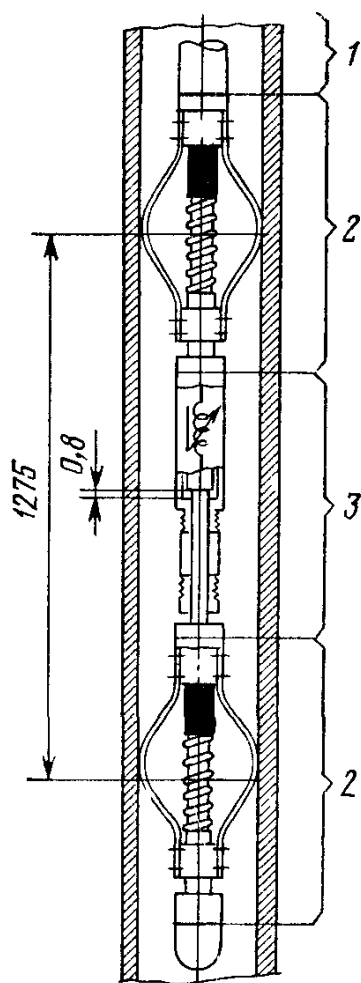


Рис 124. Индикатор глубины прихвата.

1 — локатор муфт, 2 — направляющие пружины, 3 — чувствительный элемент (тензометрический датчик)

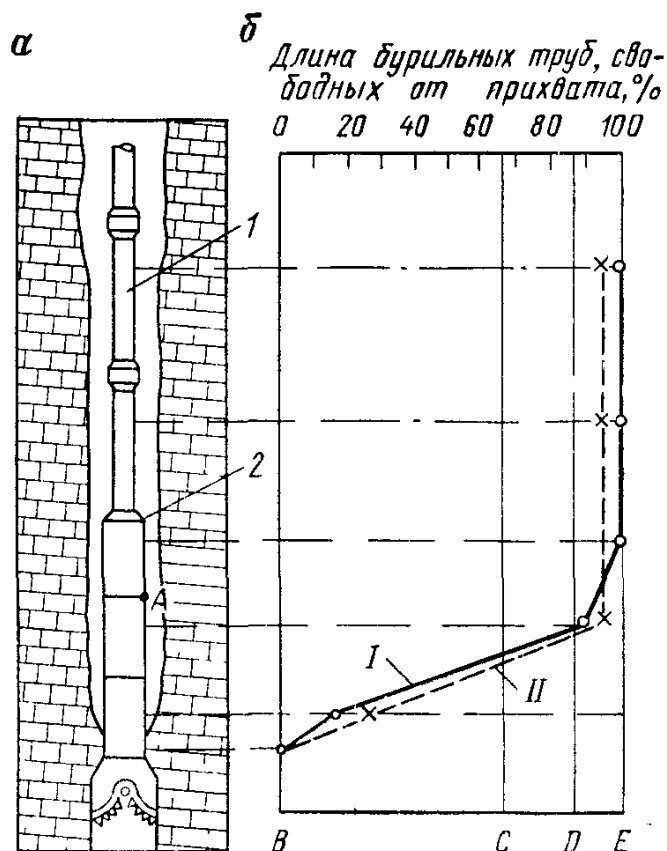


Рис 125 Схема прихвата буровой колонны у УБТ в вертикальном стволе скважины (а) и зависимость растягивающего усилия (кривая I) и крутящего момента (кривая II) от длины буровых труб, свободных от прихвата (б):

1 — буровая колонна; 2 — УБТ; BC, CD — полный и частичный прихваты соответственно, DE — колонна освобождена

Таким образом, можно записать

$$L = AEe/F_d = AE(X_1 - X_2)/E_d, \quad (12.6)$$

где F_d — дополнительное натяжение

Индикаторы глубины прихвата. В практике применяют два типа индикаторов: с использованием тензометрического датчика (рис. 12.4) и скважинного зонда.

Метод с применением тензометрического датчика основан на измерении осевых и угловых деформаций буровой колонны в выбранных положениях. Тензометрический датчик 3 (см. рис. 12.4) замеряет удлинение буровой трубы и угловое отклонение на длине трубы между двумя точками, расположенными на определенном расстоянии между двумя точками,

расположенными на определенном расстоянии друг от друга. Инструмент с тензометрическим датчиком спускают в ствол скважины на кабеле, обеспечивающим передачу электрических сигналов к прибору слежения на поверхности, который преобразует удлинение в относительное удлинение свободных (не прихваченных) бурильных труб в колонне.

Инструмент спускают к забою и бурильщик создает натяжение, равное весу всей бурильной колонны в стволе скважины в буровом растворе [3]. Инструмент с тензометрическим датчиком устанавливают затем у бурильной колонны и прилагают дополнительную нагрузку (натяжение) ΔP . Деформация, измеренная датчиком, сравнивается с расчетной, по разнице нагрузок устанавливают прихвачена ли бурильная труба полностью, частично или свободна [3]. Теоретическую или расчетную деформацию при натяжении вычисляют по закону Гука. Прибор с тензометрическим датчиком поднимают по стволу и всю процедуру повторяют до тех пор, пока не будет найдена первая, на 100 % свободная от прихвата, отметка.

Индикатор глубины прихвата предназначен для определения угла скручивания между двумя измерительными пружинами при заданном крутящем моменте. Угол скручивания θ для заданного крутящего момента T может быть определен из уравнения

$$\theta = TL/E_s I, \quad (12.7)$$

где L — длина, м; I — полярный момент инерции, м^4 , $I = (\pi/32)/(D_{\text{н}}^4 - D_{\text{в}}^4)$; E_s — модуль упругости при сдвиге, Па [7]; $D_{\text{н}}$, $D_{\text{в}}$ — наружный и внутренний диаметры трубы.

Индикатор глубины прихвата предназначен для измерения угловых деформаций θ/L (об/304,8 м). Используя уравнение (12.7), можно показать, что угловая деформация на любом участке (отрезке) бурильной колонны определяется из выражения [3]

$$\frac{\theta}{L} = \frac{\theta_1}{(L_1/E_{s1}I_1) + (L_2/E_{s2}I_2)} - \frac{1}{E_{sx}I_x}, \quad (12.8)$$

где E_{sx} — модуль упругости при сдвиге для рассматриваемой секции; I_x — полярный момент инерции для рассматриваемой секции; θ_1 — общее число оборотов приложенных на поверхности (индексы 1 и 2 относятся соответственно к первой и второй секциям бурильной колонны).

Путем сравнения фактического угла закручивания с расчетным по уравнению (12.9), находим длину (%), свободной части колонны труб (рис. 12.5).

Удлинения при растяжении бурильной колонны и закручивании используют для построения графика изменения длины (%) свободных от прихвата бурильных труб от глубины. На

рис. 12.5 приведен пример такого графика для прихвата у УБТ в вертикальной скважине.

Скважинный зонд. Так же как тензометрический датчик, скважинный зонд спускают на кабеле, устанавливают в колонне бурильных труб и создают натяжение вверх. Устройство состоит из излучателя тока высокой частоты и блока приемника

Устройство работает следующим образом. При натяжении вверх меняется структура материала бурильных труб, что приводит к изменению высокочастотного сигнала, которое пропорционально смещению бурильной колонны. Измененная частота измеряется приемником и передается на поверхность в блок дисплея. Затем, частота переводится в показания растяжения по калибровочным таблицам-графикам. Если устройство находится в зоне не прихваченных бурильных труб, то сигнал отсутствует. Устройство спускают до забоя скважины и затем постепенно поднимают до тех пор, пока не зарегистрированы сигналы.

Развинчивание бурильной колонны. Торпеду для развинчивания устанавливают у замка бурильной трубы, свободной от прихвата (точка А на рис. 12.5). К точке А (место развинчивания) прикладывают левый вращающий момент, слегка натягивают свыше веса развинчиваемой бурильной колонны (разность нагрузки на крюке до прихвата, т. е. собственного веса, и веса прихваченной части бурильного инструмента) и взрывают торпеду. Труба должна освободиться, о чем укажет резкое уменьшение нагрузки на крюке. Трубу вращают влево и приподнимают, чтобы убедиться в отсоединении.

Ловильные работы в скважине проводят до полного извлечения оборудования из скважины.

ПРИХВАТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПО МЕХАНИЧЕСКИМ ПРИЧИНАМ

Механический прихват бурильных труб отмечается в следующих случаях:

если обломки выбуренной породы и осыпание пластов закупоривают затрубное пространство вокруг бурильной колонны;

при спуске труб в скважину с высокой скоростью, в результате чего колонна попадает в суженный участок ствола или ударяется о забой скважины [2];

при подъеме с затяжкой в желоб.

Суженный участок ствола скважины образуется вследствие проводки ствола меньше номинального диаметра из-за использования отработанных долот или алмазных долот для бурения с отбором керна меньшего диаметра. Суженные участки ствола обычно можно определить при подъеме инструмента по затяжкам (т. е. по наличию нагрузки, превышающей

вес бурильной колонны в растворе). Для предотвращения механического прихвата узкие участки ствола скважины необходимо расширить перед бурением последующих интервалов.

Обычный метод, применяемый для освобождения бурильных труб при механических прихватах, — вращение и расхождение инструмента или приведение в действие бурильного ясса, если последний используется. Если результат не достигнут, то надо установить ванну из органической жидкости и полностью повторить операцию, описанную выше.

Если все усилия не дали результата, колонну бурильных труб следует освободить путем развинчивания.

ОБРАЗОВАНИЕ ЖЕЛОБА В СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ

В стволе скважины с резким искривлением и в мягких породах замок бурильной трубы может выработать дополнительный ствол или желоб в стенке скважины (рис. 12.6).

В процессе бурения бурильные трубы постоянно находятся в растянутом состоянии (см. гл. 2), и при проходке искривленного интервала ствола они стараются принять вертикальное положение, в результате чего создается горизонтальная сила (см. рис. 12.6, а).

Горизонтальная сила (прижимающее усилие) способствует

тому, что бурильный замок врежется в пласт на дуге участка искривления, вырабатывая новый ствол при вращении бурильной колонны. Этот новый ствол называют желобом (см. заштрихованный участок на рис. 12.6, б).

Желоб в стенке ствола скважины может образоваться, если разбуриваемый пласт сложен мягкими породами и вес бурильной колонны ниже искривления достаточен для создания горизонтальной силы.

Наличие желоба можно установить по ситуации, когда бурильная колонна спускается, но нельзя произвести ее подъем. К другим признакам можно отнести заклинивание ротора, увеличение шума ро-

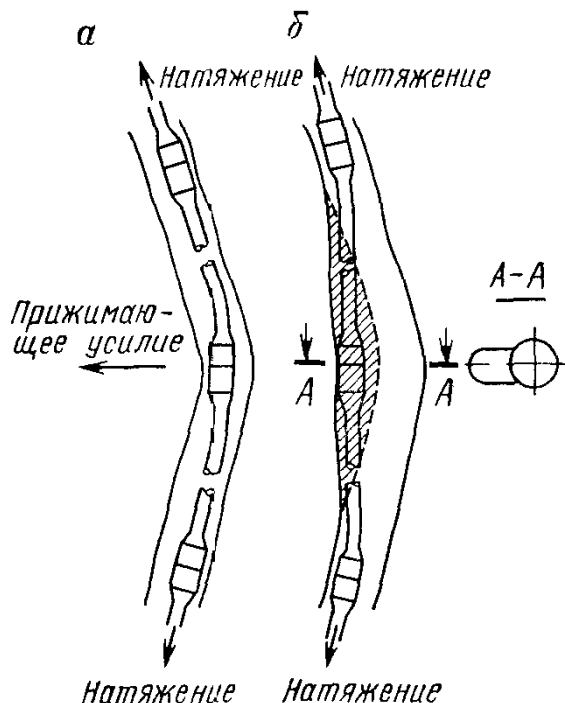


Рис. 12.6 Образование желоба:
а, б — начальное и конечное положения соответственно

тора при сохранении полной циркуляции. Для ликвидации желоба ствол следует проработать, а если используется бурильный ясс, то работать яссом при подъеме инструмента. Можно закачивать в зону образования желоба органические жидкости для снижения трения и облегчения работы бурильных труб.

Образование желобов можно предотвратить бурением вертикальных скважин, а при бурении наклонных скважин, избегая резких изменений угла искривления и направления.

ОСЫПИ ГЛИНИСТЫХ СЛАНЦЕВ

Глинистые сланцы — осадочная горная порода, образованная отложением и сжатием осадков за определенный геологический период времени. Такие отложения состоят из глин, ила, воды, небольшого количества кварца и полевого шпата. В зависимости от содержания воды глинистые сланцы могут быть плотной или мягкой (несцементированной) горной породой. Сланцеватая глина может существовать в виде метаморфической породы (аспидный, слюдяной сланцы и филлит).

При бурении нефтяных скважин встречаются два типа осадочных глинистых сланцев: несцементированные глинистые (или глины) и плотные глинистые сланцы. Бурение обоих типов глин связано с осыпанием и кавернообразованием. Нестабильность ствола скважины при бурении глинистых разрезов связывают с сыпучими глинами.

Интенсивность осыпания сланцеватых глин связана с содержанием монтмориillonита (или содержанием активной глины) и возрастом пород.

Для оценки степени дисперсии сланцеватых глин рекомендуется шкала, основанная на определении содержания частиц (%) размером $5 \cdot 10^{-5}$ м, которые образуются при контакте глинистого сланца с водой [5]. Установлено, что степень дисперсии составляет 100 %, когда образец сланцевой глины состоит из 100 %-ного монтмориillonита натрия. Степень дисперсии 60 % отмечается у чистого монтмориillonита кальция. Степень дисперсии зависит от возраста сланцеватой глины: более древние отложения с высоким содержанием (%) монтмориillonита диспергируются слабее, чем более молодые отложения с меньшим содержанием монтмориillonита.

Факторы, влияющие на сыпучесть сланцевых глин, можно легко разделить на три группы: механические, гидратация глин и прочие.

МЕХАНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

К механическим факторам, которые влияют на сыпучесть глин, относится в основном эрозия, вызванная движением бурового раствора турбулентности и вязкостью бурового раствора. Большинство гидравлических программ проектируют с целью обеспечения ламинарного потока в затрубном пространстве.

Другие механические факторы включают разрушение сланцеватых глин в результате ударов бурильной колонны и кавернообразование вследствие смещений глинистых разрезов. Последнее происходит потому, что при образовании ствола скважины нарушается напряженность системы, что вызывает динамические смещения в разрезе. Такие смещения ведут к разрушению пласта сланцеватых глин в зоне ствола скважины на мелкие разломы (фрагменты), которые осыпаются в ствол.

ГИДРАТАЦИЯ ГЛИН

Гидратацию глин определяют несколько факторов. В практике количественно установлены нагрузка (сила) набухания глин и осмотическое набухание (гидрация). Сила гидратации глин ослабляет осмотическое набухание, а уплотненность породы (гидрация) связана с разницей минерализации бурового раствора и пластовой воды.

В процессе образования осадочных пород глинистый разрез постепенно уплотнялся под весом вышележащих пластов. При сжатии происходила потеря адсорбированной воды и воды из пор глин. Сила сжатия равна напряжению в матрице породы, которое, в свою очередь, равно разности давления вышележащих пластов и порового давления. Бурение глинистых разрезов снижает сжимающую силу на забое скважины, в результате чего возникает набухание глин. Сила гидратации глин приблизительно равна напряженности в матрице.

Осмотическое набухание (адсорбция) возникает, когда минерализация пластовой воды выше, чем у бурового раствора. При использовании буровых растворов на водной основе поверхность глин представляет полупроницаемую мембрану, через которую и происходит осмотическая гидратация. При использовании буровых растворов на нефтяной основе полупроницаемой мембраной является нефтяная пленка и слой эмульгатора вокруг капелек воды.

Осмотическое набухание зависит от разницы минерализации пластовой воды и бурового раствора и может привести к возникновению адсорбции или десорбции. Десорбция возникает, когда минерализация бурового раствора выше, чем у пластовой воды.

Адсорбция воды сланцеватыми глинами обычно ведет к диспергированию глин и набуханию. Диспергирование возникает, когда глины распадаются на маленькие кусочки и проникают в буровой раствор как твердая фаза [10]. Набухание происходит вследствие увеличения размера силикатных минералов, составляющих структуру глин, и если образовавшееся давление набухания увеличивает гидростатическое сжатие вокруг ствола скважины выше предельного напряжения сдвига глин, то возникает нарушение ствола [11]. Нарушение устойчивости ствола скважины приводит к образованию каверн и осыпанию.

Для подробного рассмотрения данного вопроса читателю рекомендуется обратиться к литературе [6, 10, 11].

ПРОЧИЕ ФАКТОРЫ

Осыпи глин связаны с рядом факторов, которые увеличивают интенсивность осыпания в ствол скважины. Залегающие под углом пласты осыпаются более интенсивно, чем горизонтальные. Это происходит потому, что в процессе адсорбции воды глины расширяются в направлении перпендикулярном к залеганию пластов, вследствие чего пласты с более высоким углом падения больше разрушаются.

Процесс осыпания хрупких глинистых сланцев, не содержащих активных глин, объясняется проникновением воды между плоскостями напластования и микротрещинами. В результате увеличивается давление набухания, которое разрушает связующие силы между поверхностями разрывов (трещин), что вызывает осыпание глин.

В аномальных или геологически сжатых (сдавленных) пластах содержание воды в породах значительно выше, чем в глинах с нормальным давлением. Пластичность глинистых сланцев зависит от давления вышеразположенных пластов. Таким образом, когда скважину бурят сквозь разрез с аномальным давлением, глины будут выдавливаться в ствол из-за разницы между пластовым (поровым) давлением и гидростатическим давлением бурового раствора. Отсюда следует, что если такое аномально высокое давление известно до бурения, то осыпание пластов может быть уменьшено.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОСЫПАНИЯ

Проблема осыпания глин связана с адсорбцией воды из бурового раствора. Следовательно, изменяя тип или химический состав бурового раствора, можно решить проблему осыпания.

Буровые растворы на нефтяной основе успешно применяют для снижения осыпания глин. Это обусловлено тем, что нефтя-

ная фаза создает мембрану на стенках, которая предотвращает контактирование воды со сланцевыми глинами.

Водная фаза бурового раствора на нефтяной основе может быть приготовлена таким образом, что концентрация солей в ней соответствует концентрации солей в пласте. В этом случае осмотическая сила равна силе гидратации породы, а перепад давления между буровым раствором и пластом равен нулю [10].

Буровые растворы с добавками полимеров хлорида калия успешно применялись для предотвращения осыпания глин. Эти буровые растворы снижают набухание глин за счет замещения ионов натрия Na^+ (посредством катионного обмена) ионами калия K^+ , что ведет к хорошему сцеплению глинистых слоев. Диспергирование снижается вследствие обволакивания (образования капсул) разрушенных обломков глин полимером. К другим типам растворов, успешно снижающим осыпание, относятся известковый, гипсовый, силикатный, лигносульфонатный и полимерные буровые растворы, а также буровые растворы с добавками ПАВ и т. д.

Другие меры способствуют сведению к минимуму времени, в течение которого открытый ствол со сланцеватыми глинистыми породами остается необсаженным.

Искривление ствола следует уменьшить до минимального и снизить эффекты поршневания и пульсации (динамические нагрузки), чтобы предотвратить гидравлический разрыв открытого ствола.

Необходимо избегать высоких скоростей циркуляции в затрубном пространстве для ограничения эрозии ствола и осыпания за счет механических действий.

ПОГЛОЩЕНИЕ

Под поглощением понимают частичную или полную потерю циркуляции бурового раствора в процессе бурения, промывки, спуска обсадной колонны (или поглощение цементного раствора при цементировании).

Поглощение возникает, когда гидростатическое давление бурового раствора превышает прочность на разрыв пласта и создает трещины, по которым уходит раствор. Для возникновения поглощения размер поровых отверстий образовавшихся трещин должен быть больше размера твердых частиц бурового раствора. На практике, размер трещин, который может вызвать поглощение, находится в пределах 0,1—1 мм.

Все типы горных пород способны к поглощению, но слабые пласты и прежде всего кавернозные особенно. В мягких породах, таких как песчаник, поглощение в основном возникает вследствие высокой проницаемости этих пород и легкости, с ко-

торой могут образовываться трещины. В твердых горных породах (например, известняк, доломит и твердый сланец) поглощение происходит из-за наличия пустот, каверн, щелей, природных и искусственных трещин.

Процесс образования трещин определяется несколькими факторами (параметрами): напряженным состоянием пород в естественных условиях, гидростатическим давлением бурового раствора, пределом прочности горных пород на растяжение, естественной проницаемостью горных пород и т. д. Таким образом, рассчитать длину и направление трещины очень сложно.

Поглощение возникает в результате резкого увеличения гидростатического давления бурового раствора, которое может произойти при резком увеличении плотности жидкости или движении колонны труб. Быстрый спуск колонны труб в скважину способствует поднятию раствора, что создает дополнительное давление в затрубном пространстве. Давление за счет пульсаций (резких колебаний) и гидростатического давления бурового раствора может быть достаточно высоким и приводить к образованию трещин (разрывов) в породах.

При бурении под направление поглощение может быть причиной больших размывов ствола с возможным падением буровой установки [7]. Высокие механические скорости бурения способствуют образованию большого количества выбуренной породы (шлама), что может привести к значительному увеличению плотности бурового раствора и, следовательно, к росту гидростатического давления. Большинство буровых компаний ограничивают механическую скорость при бурении под направление для снижения эквивалентной плотности раствора в кольцевом пространстве, что, в свою очередь, ограничивает гидродинамическое давление, которое воздействует на пласт. Тщательный контроль характеристик бурового раствора необходим для обнаружения внезапного увеличения плотности бурового раствора.

При бурении под промежуточные колонны поглощения связаны с наличием истощенных пластов с пластовыми давлениями, которые значительно ниже давления вышележащих горизонтов. Увеличение гидростатического давления бурового раствора вследствие пульсаций (резких колебаний давления) приводит к образованию трещин (разрывов) в слабых пластах и затем к поглощению.

ОБНАРУЖЕНИЕ ЗОНЫ ПОГЛОЩЕНИЯ

Для борьбы с поглощением в процессе бурения в предполагаемую зону закачивают специальные материалы. Однако в условиях интенсивного поглощения зону поглощения необходимо

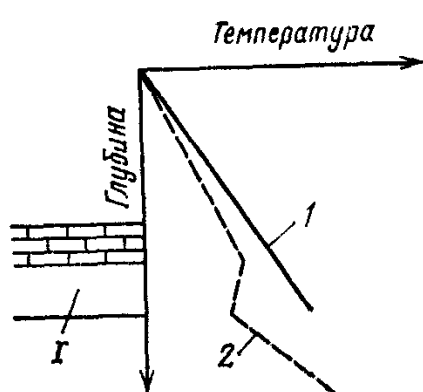


Рис. 12.7. Диаграмма температура — глубина скважины

обнаружить до выполнения каких-либо работ. Для этого существует несколько проверенных способов: температурные и радиоактивные исследования, а также скважинные исследования глубинным расходомером.

Температурные исследования. Прибор регистрации температуры спускают в ствол скважины для получения записи изменения температуры относительно глубины. В нормальных условиях постоянное повышение температуры наблюдается с увеличением глубины бурения. Такая зависимость (рис. 12.7) зарегистрирована при постоянных технологических условиях, как основная (кривая 1). Затем в ствол закачивают некоторое количество нового холодного раствора и замеры выполняют вновь. Закачивание холодного раствора приведет к более низким показаниям температуры (кривая 2), чем зарегистрированные ранее от поверхности до зоны поглощения бурового раствора I. Ниже зоны поглощения уровень бурового раствора постоянен и его температура выше температуры раствора, уходящего в зону поглощения.

Отсюда следует, что новая диаграмма температуры покажет аномальность (отклонение) у зоны поглощения и ее расположение может быть определено по показаниям отметок глубины, на которой кривая температуры меняет свой градиент. На рис. 12.7 показаны две записи термометра — одна при постоянных условиях (кривая 1) и другая в условиях движения жидкости (кривая 2). Расположение зоны прекращения циркуляции I четко видно.

Радиоактивные исследования. Вначале выполняют гамма-каротаж для определения нормальной радиоактивности пластов в скважине как базы для сравнения, затем доставляют небольшое количество радиоактивного материала в скважину в зону предполагаемого поглощения. После этого проводят еще один гамма-каротаж и сравнивают с предшествующим. Точку прекращения циркуляции устанавливают по снижению показателей радиоактивности на новой диаграмме в месте, где радиоактивный материал поглотился пластом.

Скважинные исследования глубинным расходомером. Расходомер спускают в ствол и устанавливают в интервале предполагаемого поглощения. Вертушка расходомера будет вращаться при любых вертикальных перемещениях бурового раствора вблизи зоны поглощения. Скорость вращения вертушки регистрируется на пленке.

Этот метод неэффективен, когда в буровой раствор добавляется большое количество различных материалов для ликвидации поглощения.

БОРЬБА С ПОГЛОЩЕНИЕМ

Поглощение приводит к возникновению ряда вредных последствий [8]:

- поглощению бурового раствора и дорогостоящих добавок;
- потере времени;
- закупорке потенциально продуктивных зон;
- выбросам как результату снижения гидростатического давления на непоглощающие пласты;
- избыточному притоку воды в скважину;
- чрезмерному кавернообразованию.

Потеря циркуляции может быть уменьшена или ликвидирована следующими способами.

1. Снижение плотности бурового раствора до тех пор, пока его гидростатическое давление не станет равным пластовому.

2. Закачивание пачки бурового раствора с высокой концентрацией закупоривающих добавок в зоне поглощения. Закупоривающие материалы для борьбы с потерей циркуляции могут быть использованы как добавки в циркулирующий буровой раствор при бурении отложений, склонных к поглощению [8].

Для борьбы с поглощением можно применять опилки, хлопьевидный и гранулированный материалы или смесь всех трех.

Под опилками понимают древесные опилки, сено, щепу и обрезки кожи. К хлопьевидным материалам относятся целлофановые обрезки, слюда, шелуха семечек хлопчатника, ореховая скорлупа и т. п. К гранулированным материалам относятся размолотая резина или асбест, асфальт и др.

Опилки и хлопья эффективны для буровых растворов с низкой плотностью, в то время как гранулированные добавки используют в утяжеленных буровых растворах. Смеси слюды, целлофана, опилок и хлопьев или измельченных материалов особенно эффективны для уменьшения поглощения, так как эти смеси позволяют получить закупоривающий материал с частицами различных размеров. Материалы для борьбы с поглощением смешивают с достаточным количеством бурового раствора для получения пачки, которая будет закачана в зону поглощения. Пачку доставляют к зоне поглощения и затем постепенно

задавливают в пласт, при этом постоянно контролируют уровень бурового раствора в затрубном пространстве. Если уровень бурового раствора в затрубном продолжает падать, даже когда пачка полностью задавлена в пласт, готовят следующую порцию и повторяют процедуру до тех пор, пока поглощение не прекратится.

При интенсивном поглощении закупоривающие материалы являются составной частью добавок к буровому раствору, должны быть прокачиваемыми в скважине и не приводить к значительным гидравлическим потерям давления.

Интенсивность любого поглощения зависит от длины и ширины трещин, образованных за счет большого гидростатического давления. Таким образом, для ликвидации поглощения трещины должны быть плотно забиты закупоривающими материалами. Этого можно достигнуть, если материалы для борьбы с поглощением имеют такой гранулометрический состав, при котором большие частицы закупоривают поры и трещины, а малые частицы заполняют пространство между более крупными. Такой гранулометрический состав позволяет создать эффективное уплотнение.

Физико-механические свойства материалов для борьбы с поглощением зависят от давления. Высокое уплотнение материала при перепаде давления 6,89 МПа может быть нарушено при давлении 13,78 МПа [7].

Если указанные материалы используют как часть добавок в буровом растворе, то следует направлять его в скважину, минуя вибрационные сита.

3. Закачивание смесей бентонит — дизельное топливо (солярка) или цемент — дизельное топливо (солярка) в зоны поглощения. При использовании бентонитовых пачек может потребоваться закачивание нескольких пачек такого раствора, прежде чем поглощение прекратится.

При установке цементных мостов необходимо выдержать время на затвердевание цемента прежде, чем возобновлять бурение, предоставив возможность цементу схватиться и закупорить поры и трещины в зоне поглощения. Цементные мосты обычно устанавливают, когда все остальные меры ликвидации поглощения не дали результата. Расчет количества цемента и высоты цементного моста рассмотрен в гл. 11.

Бентонитовые или цементные пачки закачивают через нижнюю часть бурильных труб (без долота) способом на равновесии (см. гл. 11).

4. Применение специальных способов бурения, таких как бурение без циркуляции, бурение на равновесии и с продувкой воздухом. Бурение без циркуляции — процесс, при котором буровой раствор не поступает на поверхность, а выбуренные кусочки породы используются для закупорки трещин зоны погло-

щения. Гидравлический режим должен быть подобран так, чтобы скорость кусочков выбуренной породы в затрубном пространстве была достаточной для достижения зон поглощения. Этот прием эффективен при достаточном количестве воды для замены бурового раствора, поглощенного пластом.

Пример 12.5. При бурении скважины диаметром 215,9 мм на отметке 2438 м произошло полное прекращение циркуляции. Бурение было остановлено, при этом наблюдалось быстрое падение уровня бурового раствора в затрубном пространстве. Скважину заполняли водой с плотностью 1000 кг/м^3 до тех пор, пока уровень в затрубном пространстве не стабилизировался. Объем использованной воды составляет $10,4 \text{ м}^3$, а плотность бурового раствора 1200 кг/м^3 . Требуется определить пластовое давление и новую плотность раствора, необходимого для уравнивания пластового давления. Промежуточная обсадная колонна (наружный и внутренний диаметры 244,5 и 224,5 мм) спущена на глубину 1829 м. Наружный диаметр бурильных труб марки Е — 127 мм. Глубина скважины 2438 м, причем 386 м заполнено водой, а 2052 м — буровым раствором.

Решение Объем 1 м кольцевого пространства между бурильной и обсадной колоннами составляет $0,0269 \text{ м}^3/\text{м}$, высота водяного столба $10,4/0,0269 = 386 \text{ м}$.

Когда скважина уравновешена, то пластовое давление равно сумме давлений столба бурового раствора и водяного столба, или $1200 \cdot 9,81(2438 - 386) + 1000 \cdot 9,81 \cdot 386 = 27\,942\,804 \text{ Па}$.

Необходимая плотность бурового раствора составляет $27\,942\,804/2438 \times 9,81 = 1170 \text{ кг/м}^3$.

Список литературы

1. *Adams N.* How to control differential pipe sticking — Petroleum Engineer, 1977, October, November, December.
2. *Brouse M.* How to handle stuck pipe and fishing problems.— World Oil, 1982. November, December. 1983, January.
3. *Schlumberger.* Sit-back Off.— Schlumberger Publications, 1977.
4. *Wilson G.* How to drill a usable hole.— World Oil, 1976.
5. *Darley H. C. H.* A Laboratory Investigation of Balanced Stability.— Society of Petroleum Engineers Reprint 1973, N6a, SPE Houston, TX.
6. *Chenvert M. E.* Shale Control with Balanced Activity Oil-continuous muds.— Society of Petroleum Engineers Reprint Series 1973, N6a, SPE Houston TX.
7. *Moore P. L.* Drilling Practices Manual.— Penwell Publishing Co, 1974. SPE, Houston, TX.
8. *Howard G., Scott P.* An analysis and the control of lost circulation — Annual meeting of AIME, St. Louis, Mo., 1951, February.
9. *White R. J.* Lost circulation materials and their evaluation.— Spring Meeting of Pacific Coast District Division of Production, Los Angeles, 1956, May.
10. *Baroid/NL Industries Inc.* Manual of Drilling Fluids Technology.— Baroid/NL Industries Publishers, 1979.
11. *Gray G., Darley H.* Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids.— Gulf Publishing Company, 1980.

Выброс из скважины можно определить как неконтролируемый приток находящегося под давлением пластового флюида, приводящий к повреждению бурового оборудования и травмам обслуживающего персонала. Выбросы не происходят неожиданно, а развиваются постепенно, когда гидростатическое давление бурового раствора падает ниже давления пластовых жидкостей. Пластовая жидкость поступает в ствол скважины, и начинается проявление. Если последнее не было зафиксировано и скважина «заработала» с неконтролируемой интенсивностью, то такой процесс называется выбросом.

В любой скважине возможен выброс, если давление бурового раствора ниже давления пластовой жидкости или встречаются пласты с аномально высоким давлением, поровое давление которых выше гидростатического давления бурового раствора. По этой причине на каждой скважине устанавливают специальное оборудование для предотвращения выбросов. Такое оборудование называют противовыбросовыми превенторами. Превенторы представляют собой задвижки, которые приводятся в действие гидравлическим или ручным приводом для закрытия скважины в случае возникновения выброса. Когда скважина закрыта, инженер-буровик обязан подготовить план-программу глушения скважины с помощью вымыва жидкости, поступающей из пласта, и замену бурового раствора более тяжелым.

Ниже рассмотрены следующие вопросы управления скважиной при газонефтеводопроявлении: противовыбросовые превенторы и способы глушения скважин.

ПРОТИВОВЫБРОСОВЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Противовыбросовые превенторы — устройства, устанавливаемые на колонную головку скважины для обеспечения защиты возможных проявлений скважины, которые могут привести к возникновению высоких давлений в кольцевом пространстве скважины. Число, размеры и номинальные характеристики превенторов зависят от глубины скважины и ожидаемых пластовых давлений. Превенторы подразделяют на два типа: универсальный и плашечный.

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Эти превенторы сконструированы так, что они могут герметизировать находящееся в скважине оборудование любого размера и формы, т. е. превенторы могут закрываться вокруг бурильных труб, УБТ, обсадных труб и перекрывать открытую скважину. Универсальный превентор (рис. 13.1, а) — это фонтанная задвижка, которая обеспечивает герметическую изоляцию пространства за счет уплотнительного резинового элемента и закрывается первой в случае выброса из скважины.

Основные узлы превентора следующие (рис. 13.1, б): стальной корпус 3, поршень 4, камеры открытия 1 и закрытия 2, уплотнительный элемент 5, который включает кольцо из армированной синтетической резины, имеющей высокую прочность на разрыв. Резиновые кольца могут сжиматься и охватывать бурильные трубы, НКТ или обсадные трубы, создавая герметическое уплотнение вокруг трубы и в затрубном пространстве.

Универсальные превенторы могут закрываться только гидравлически: жидкость под давлением подается в рабочий цилиндр через камеру закрытия. Для конструкции, показанной на рис. 13.1, гидравлическое давление поднимает поршень, который сжимает уплотнительный элемент, усиленный вставками и создающий плотный контакт с бурильными трубами. Прилагаемое усилие рассчитано на сжатие резинового элемента до степени, обеспечивающей герметичное уплотнение.

Уплотнительный элемент может быть освобожден за счет подачи давления жидкости в пространство над поршнем через камеру открытия (см. рис. 13.1, б). Под действием давления

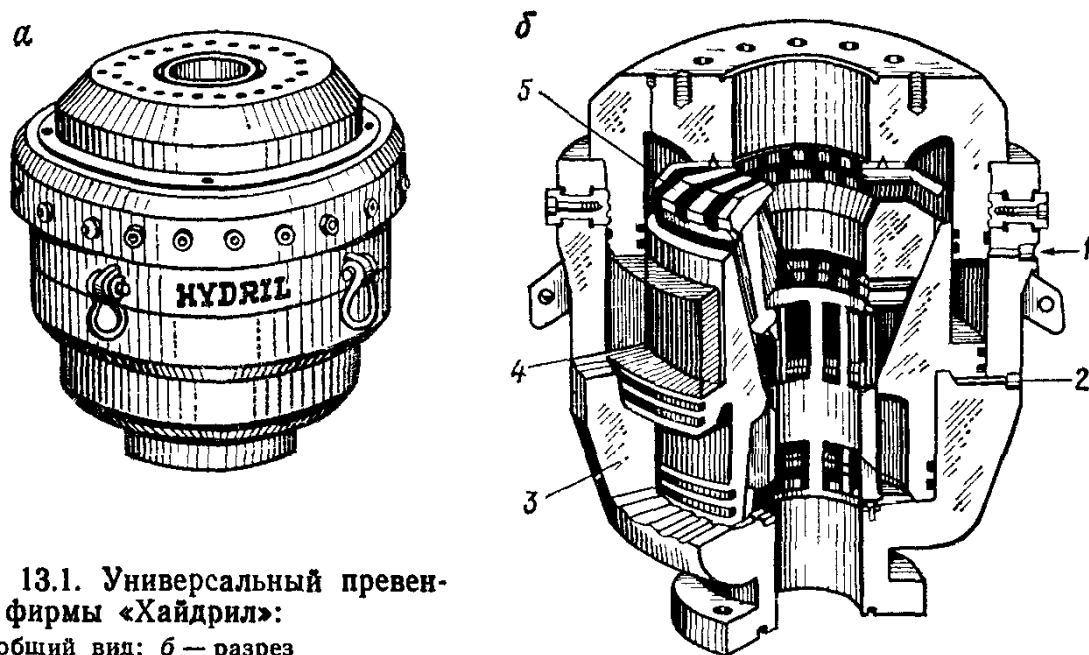


Рис. 13.1. Универсальный превентор фирмы «Хайдрил»:

а — общий вид; б — разрез

жидкости поршень опускается, в результате чего уплотнительные элементы расширяются и занимают первоначальное положение.

Один из вариантов универсальных превенторов фирмы «Хайдрил» — это превентор «Рейган» типа К (см. рис. 13.1, б), устанавливаемый на кондукторы и направления. В этом типе превенторов не применяют рабочий поршень, а для сжатия уплотнительных элементов используют давление жидкости.

Обычно гидравлическое давление закрытия универсального превентора составляет 10,33 МПа, которое прилагается при возникновении проявления для создания уплотнения. Затем давление регулируют до значения, необходимого для извлечения буровой трубы через превентор.

ПЛАШЕЧНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Плашечные превенторы (рис. 13.2) могут быть снабжены плашками четырех типов: трубными, регулируемыми, глухими и срезающими.

Трубные плашки предназначены для перекрытия пространства вокруг буровых труб, НКТ и обсадных труб определенного размера. Уплотнение создается двумя стальными плашками с имеющимися полукруглыми вырезами и резиновыми уплотнениями из двух частей. Полукруглые вырезы могут уплотняться по наружному периметру буровых труб, НКТ, УБТ, ведущей и обсадной труб в зависимости от размеров выбранных

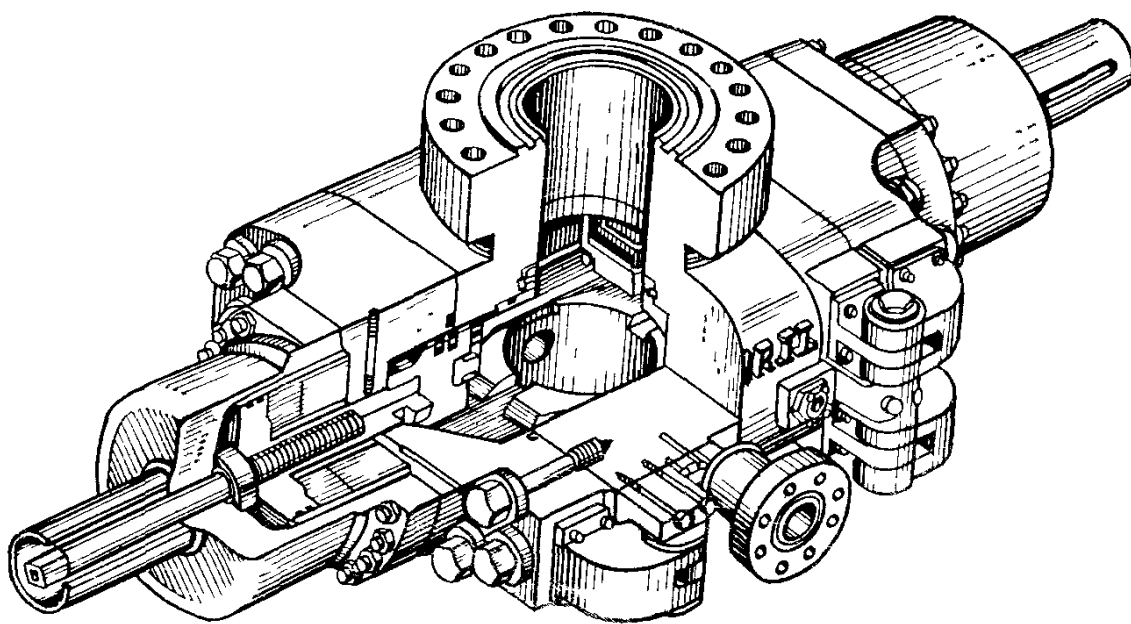


Рис. 13.2. Плашечный превентор (диаметр внутреннего отверстия 346 мм, рабочее давление 70,3 МПа)

плашек. Трубные плашки устроены таким образом, что перед уплотнением трубы центрируются в скважине.

Трубные плашки закрывают вручную и гидравлически для уплотнения кольцевого пространства ниже их. Трубные плашки с гидравлическим приводом могут закрываться с пульта управления бурильщика, расположенного на полу буровой вышки, или дистанционно со специального пульта.

Большинство трубных плашек закрываются при гидравлическом давлении в пределах 3,45—20,67 МПа.

Если бурильная колонна состоит из двух различных труб, то применяют два набора трубных плашек: один для труб меньшего диаметра, другой для большего.

При спуске обсадной колонны трубные плашки заменяют новыми (если не используют регулируемые плашки), соответствующими наружному диаметру труб.

Конструкция плашек предусматривает их быструю смену, позволяет выдерживать давление в стволе скважины и обеспечивает необходимое уплотнение при падении гидравлического давления.

Регулируемые плашки (РП). При проводке скважин плашки превентора необходимо менять при смене диаметра бурильных и обсадных труб. В морском бурении замена превентора — процесс длительный и дорогостоящий.

Регулируемые плашки разработаны для закрывания и уплотнения серии типоразмеров труб. Их применение позволяет избежать необходимости разработки превенторов для замены плашек под каждый новый размер труб.

Наиболее распространенная конструкция РП — уплотнительные элементы с двутавровой формой вставок, запрессованных в резину. Эти вставки удерживают резину в элементе и вокруг трубы и таким образом предотвращают выдавливание уплотнительных элементов. Регулируемые плашки приводятся в действие так же, как и трубные.

Глухие плашки аналогичны трубным плашкам за исключением уплотняющих элементов: резиновые вставки не имеют вырезов. Они предназначены для перекрытия ствола, когда в нем отсутствуют бурильные и обсадные трубы.

Срезающие плашки представляют собой один из видов глухих плашек, которые могут срезать трубу и перекрыть открытый ствол. Большинство срезающих плашек требуют давления 20,67 МПа для срезания трубы.

СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПРЕВЕНТОРОВ

В зависимости от ожидаемых давлений в качестве противовыбросового оборудования устья при бурении скважины могут применяться комплект из одного превентора универсального,

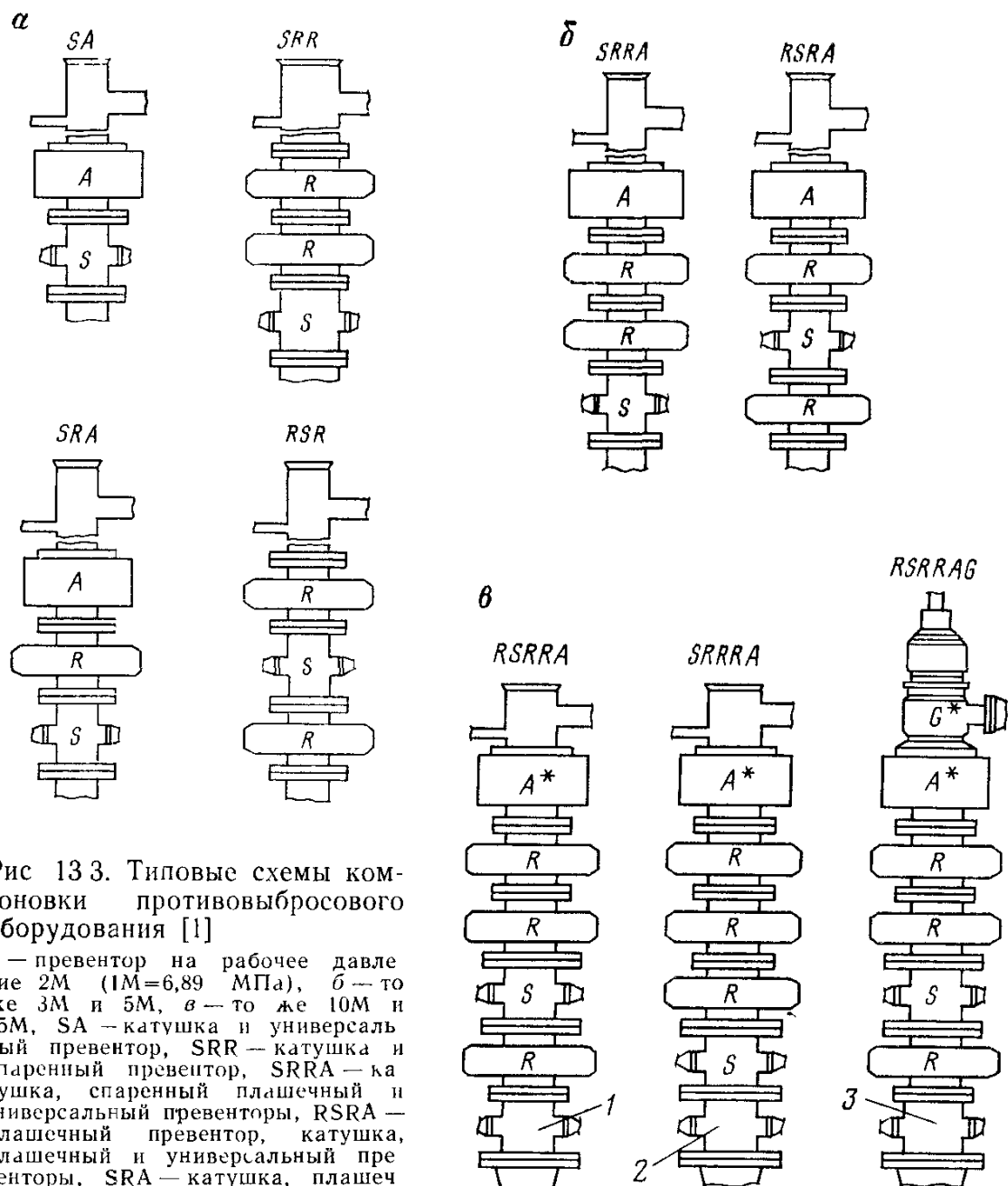


Рис 13.3. Типовые схемы компоновки противовыбросового оборудования [1]

a — превентор на рабочее давление 2М (1М=6,89 МПа), *б* — то же 3М и 5М, *в* — то же 10М и 15М, SA — катушка и универсальный превентор, SRR — катушка и спаренный превентор, SRRRA — катушка, спаренный плащечный и универсальный превенторы, RSRA — плащечный превентор, катушка, плащечный и универсальный превенторы, SRA — катушка, плащечный и универсальный превенторы, RSR — плащечный превентор, катушка и плащечный превентор RSRRRA — плащечный превентор, катушка, спаренный плащечный и универсальный превентор, SRRRA — катушка, спаренный плащечный, плащечный и универсальный превенторы, RSRR — плащечный превентор, катушка, спаренный плащечный и универсальный превенторы, 1, 2, 3 — катушки колонной головки для спаренных превенторов

один или более плащечных превенторов и переходная катушка. Американский нефтяной институт рекомендует применять единое обозначение для маркировки комплектов противовыбросовых устройств [1].

В обозначении указывается рабочее давление, диаметр проходного отверстия превенторного оборудования и тип устройства. Например, обозначение 3М-13 $\frac{5}{8}$ SRA означает, что рас-

четное давление составляет 20,67 МПа (единица 1М соответствует 100 фунт/дюйм², или 6,89 МПа), диаметр проходного отверстия $13\frac{5}{8}$ " (346 мм), а комплект противовыбросового оборудования включает катушку для бурения (S), один плащечный превентор (R) и один превентор универсальный (A). Бурильную катушку (переходная) устанавливают между превентором и головкой.

Типовые схемы компоновки противовыбросового оборудования приведены на рис. 13.3.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРЕВЕНТОРАМИ

Противовыбросовый превентор управляется с помощью дистанционного пульта управления, работающего от гидравлического давления в общей системе. Пульт управления закрывает каждый превентор через систему трубопроводов и распределительные клапаны дистанционного управления. Пульт управления обычно монтируют на салазках и размещают на безопасном расстоянии от буровой вышки.

Основные элементы системы управления следующие: батарея аккумуляторов, нагнетательные насосы, резервуар с жидкостью, манифольд и система трубопроводов для подачи жидкости к соответствующему превентору (рис. 13.4).

Привод насосов осуществляется от генераторов буровой установки или от автономного источника питания. Последний обычно применяют в случае, когда двигатели буровой установки не работают, но необходимо использовать пульт управления превенторов.

Основная функция системы управления — сохранение энергии (в аккумуляторах), которая может быть высвобождена в течение 30 с и менее. Эту энергию используют для закрытия превенторов. Для работы превенторов могут применять буровые воздушные насосы или насос с ручным приводом, но они не обеспечивают быстрое действие и их применяют только для работы нагнетательных насосов аккумуляторов.

Аккумуляторы. Главный элемент системы управления — батарея аккумуляторов. Аккумулятор представляет собой баллон высокого давления, заполненный газом и жидкостью под давлением. Газ отделен от жидкости резиновой диафрагмой (мембраной) или поплавком. В качестве жидкости может быть вода или жидкость с антикоррозионными добавками.

Насосы с пневмо- или электроприводом применяют для нагнетания жидкости из резервуара в батарею аккумулятора до тех пор, пока давление в системе не достигнет рабочего. Например, рабочее давление, необходимое для закрытия универсального превентора, составляет 10,33 МПа.

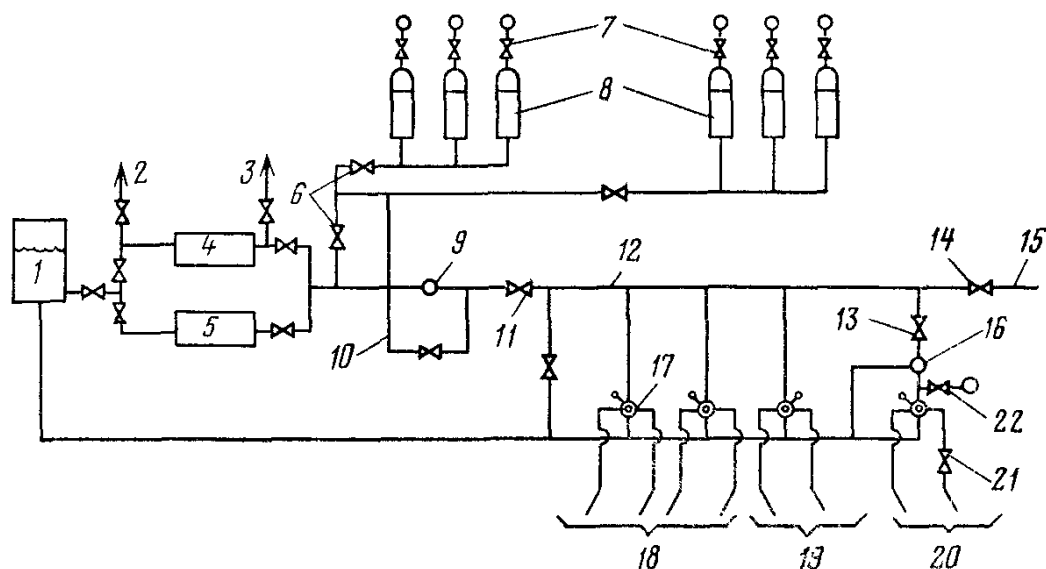


Рис. 13.4. Типовая система управления закрытием преентора [1]:

1 — резервуар с жидкостью; 2, 3 — линия контроля соответственно давления жидкости и работы преентора; 4, 5 — насос; 6, 14 — полнопроходные задвижки; 7, 12, 22 — задвижки и манометры; 8 — батарея аккумуляторов; 9, 10 — регуляторы давления (10,3—31 МПа) и обводной линии соответственно; 11 — обратный клапан или шиберная задвижка; 13 — обратный клапан; 15 — линия соединения для другого насоса; 16 — регулятор давления (0—103,3 МПа); 17 — четырехходовой клапан (не должен иметь обратного клапана и должен находиться постоянно в состоянии готовности); 18 — к плащечным преенторам; 19 — к клапану линии дросселирования; 20 — к универсальному преентору; 21 — конический вентиль (в линии закрытия универсального преентора служит для отсечения давления закрытия преентора)

При поступлении жидкости в аккумуляторы азотный газ занимает меньший объем, то, в свою очередь, увеличивает его давление.

Высокое давление газа способствует быстрому выпуску жидкости, в результате чего достигается эффективное закрытие преентора. Аккумулятор на выходе снабжен клапаном, который закрывается, когда давление жидкости уменьшается до некоторого предела. Это требуется для сохранения запаса азотного газа под давлением. Нижний предел давления жидкости составляет $\frac{2}{3}$ общего давления жидкости и определяется как количество жидкости, которое вытекает при уменьшении давления в аккумуляторах от рабочего давления до 8,27 МПа. Давление 8,27 МПа необходимо для поддержания универсального преентора в закрытом состоянии.

Рассчитаем общий объем необходимой гидравлической жидкости и число аккумуляторов для закрытия противовыбросового оборудования.

Пример 13.1. Определим объем жидкости и количество аккумуляторов необходимых для закрытия, а также для открытия и закрытия комплекта противовыбросового оборудования, состоящего из универсального преентора и двух плащечных преенторов.

Решение. Составим табл. 13.1.

Требуемый объем для закрытия, открытия и закрытия преенторов составляет $\frac{2}{3}$ общего объема жидкости под давлением в аккумуляторе.

ТАБЛИЦА 13.1

Тип превентора	Объем жидкости при различном положении превентора			
	Закрит	Открыт	Закрит	Общее
Универсальный	x	y	x	$2x + y$
Плащечный	z	L	z	$2z + L$
»	z	L	z	$2z + L$
Итого	$2x + y + 2L + 4z$			

Таким образом, можно записать, что общий требуемый объем V_T составляет 1,5 используемого объема.

Используя данные табл. 13.1 находим

$$V_T = 1,5 (2x + y + 2L + 4z).$$

Число аккумуляторов равно отношению общего объема к вместимости каждого аккумулятора.

Если применяют превенторы типа «Камерон», то используемый объем жидкости необходимый для закрытия, открытия и закрытия превентора $13\frac{5}{8}$ с проходным отверстием 346 мм с рабочим давлением 34,45 МПа будет следующим (табл. 13.2).

С учетом 25 %-ного запаса общий используемый объем будет равен $1,25 \cdot 260,4 = 325,5$ л. При этом общий необходимый объем составляет 1,5 используемого объема, т. е. 488,3 л.

В соответствии с законом Бойля определим общий объем азота в аккумуляторе из формулы

$$V_3 = \frac{V_R}{(p_3/p_2) - (p_3/p_1)},$$

где V_R — общий объем используемой жидкости, с учетом коэффициента безопасности; p_1 — максимальное давление аккумулятора при полной зарядке, $p_1 = 20,67$ МПа; p_2 — максимальное рабочее давление аккумулятора, $p_2 = 8,27$ МПа; p_3 — первоначальное давление азота, $p_3 = 6,89$ МПа.

Таким образом,

$$V_3 = \frac{0,4883}{(6,89/8,27) - (6,89/20,67)} = 0,9758 \text{ м}^3 (975,8 \text{ л})$$

Если объем одного аккумуляторного баллона составляет 37,85 л, то требуемое число баллонов равно $975,8/37,85 = 26$.

ТАБЛИЦА 13.2

Превентор	Объем жидкости, л, при различном положении превентора			
	Закрит	Открыт	Закрит	Общее
Универсальный	45,8	39,0	45,8	130,6
Плащечный (тип U)	22,0	20,8	22,0	64,8
То же	22,0	20,8	22,0	64,8

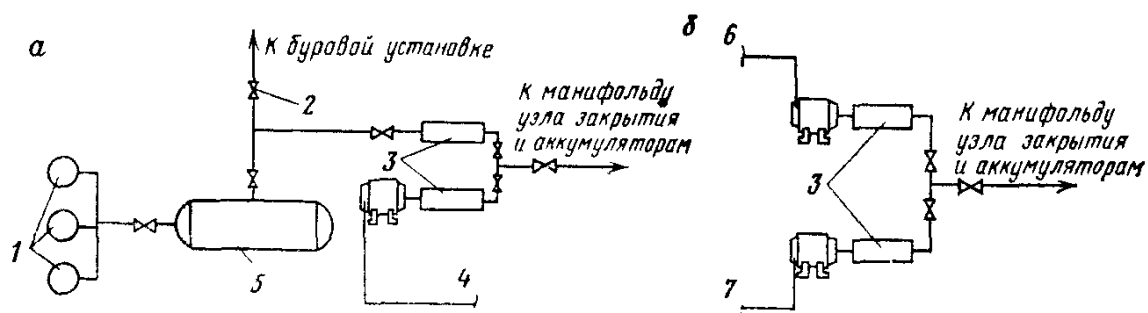


Рис. 13.5. Типовые схемы параллельных систем пневмоэлектропривода (а) и электропривода (б) насосов узла закрытия превентора [1]: 1 — воздушные компрессоры; 2 — обратный клапан; 3 — насосы узла закрытия, 4 — источник электропитания; 5 — воздухосборник; 6 — генератор буровой установки; 7 — независимый генератор

Используя величину общего объема аккумулятора, по справочным каталогам можно выбрать насос.

Нагнетательные насосы для зарядки аккумуляторов могут быть с пневмо- или электроприводом и обычно имеют привод от двух независимых источников. Воздух под давлением может подаваться компрессором или из резервуара хранения. Для подачи электроэнергии необходим отдельный генератор.

На рис. 13.5 приведены типовые схемы параллельных систем пневмоэлектропривода и электропривода для питания нагнетательных насосов.

Резервуар для жидкости. В резервуаре содержится жидкость, используемая для зарядки аккумуляторов и при открытии превенторов. Вместимость резервуара должна быть равна двойному объему используемой жидкости системы аккумуляторов [1].

Растворимое в пресной воде масло обычно применяют с добавлением гликоля (при температуре ниже 0 °С).

Манифольд и трубопровод. Каждый превентор снабжен двумя линиями: открытия, закрытия (см. рис. 13.4); трубопроводы изготовлены из бесшовных стальных труб с рабочим давлением до 34,45 МПа [1].

МАНИФОЛЬД ДРОССЕЛИРОВАНИЯ

При проявлении (выбросе), поступившая в скважину пластовая жидкость вымывается на поверхность через трубопровод, который соединен с плашечным превентором, называемым линией дросселирования.

Линия дросселирования включает регулируемые штуцеры (дроссели), линию подачи жидкости в резервуар для бурового раствора или на факельную линию. Штуцерный манифольд размещают на небольшом расстоянии от буровой вышки. Штуцерный манифольд должен иметь два регулируемых штуцера: один с ручным, а другой с гидравлическим приводом.

Для регулирования потока в штуцере применяют цилиндрическую заслонку или иглу, которые перемещаются в цилиндрическом седле и проходном отверстии штуцера, регулируя диаметр проходного отверстия от полного закрытия до открытия.

Регулируемые штуцеры не всегда способны полностью удерживать давление и некоторые их типы могут быть повреждены. Для этого на линии перед штуцером устанавливают шиберную задвижку. Регулируемые штуцеры снабжены устройством для определения степени открытия проходного отверстия. Буровые штуцеры имеют грубую калибровку (т. е. 1/8, 1/4, 1/2 и т. п.), которые соответствуют линейному положению заслонки относительно седла, а не площади эффективного потока.

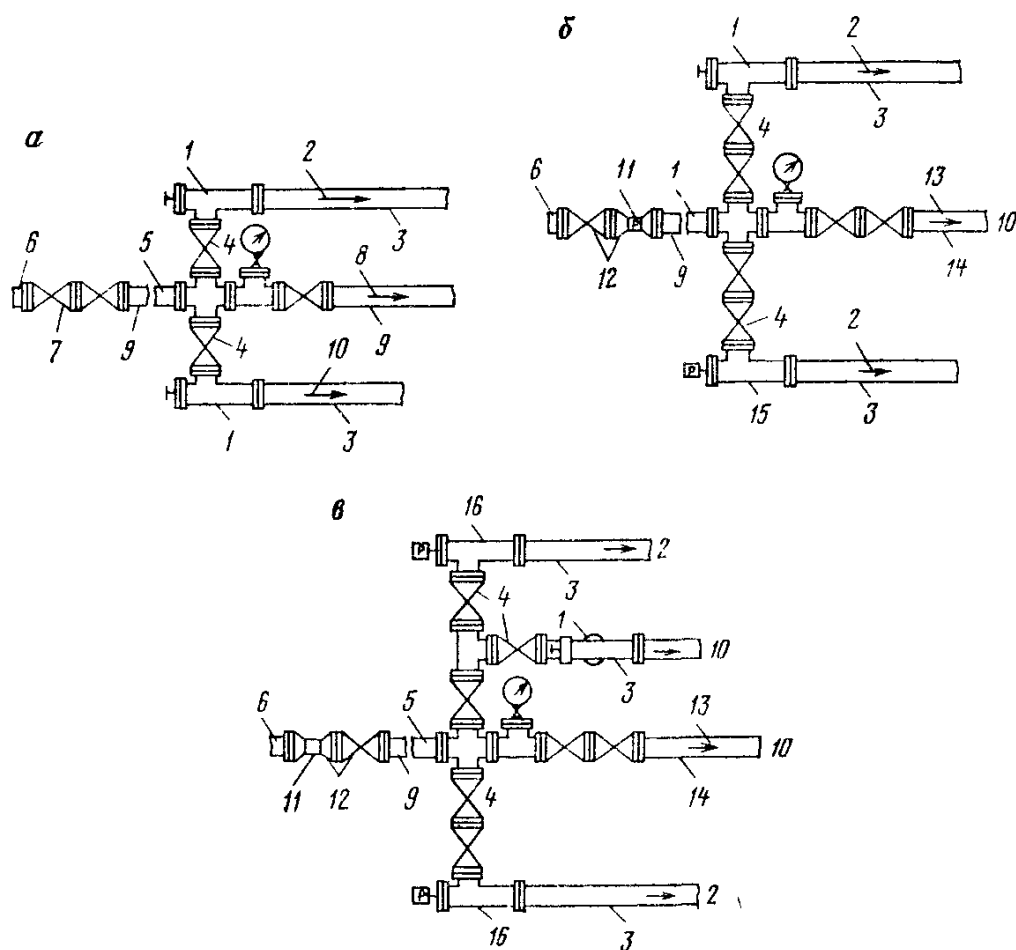


Рис. 13.6. Типовые схемы обвязки штуцерного манифольда на рабочие давления 2М и 3М (а), 5М (б), 10М и 15М (в) [1].

1 — регулируемый штуцер, 2 — к резервуару или газосепаратору; 3, 9, 14 — номинальный диаметр соответственно 50,8; 76,2 и 102 мм, 4 — задвижка диаметром 50,8 мм; 5 — штуцерная линия; 6 — выкидная линия превенторов; 7 — задвижка необязательна для манифольда с рабочим давлением 2М, 8 — сбросовая линия к резервуару; 10 — к резервуару; 11 — задвижка с дистанционным управлением; 12 — последовательность задвижек произвольная; 13 — сбросовая линия; 15 — задвижка с дистанционным управлением или регулируемый штуцер; 16 — штуцер с дистанционным управлением

Манифольды снабжены применяемыми при добыче штуцерами, на которых степень открытия указывается с точностью до 1/64 эффективного проходного диаметра седла, т. е. установка на 32/64 указывает, что открытие эквивалентно половине диаметра проходного отверстия штуцера (50,8 мм). Последний может иметь максимальную установку 128/64.

Штуцеры с ручным приводом приводят в действие штурвалом.

Штуцеры с гидравлическим приводом не имеют устройств ручного управления, а должны управляться с пульта, установленного рядом с буровой вышкой. Пульт управления оснащен манометрами для контроля давления в бурильных трубах, в манифольде и положения штуцера. Он оснащен средствами автоматического управления, с помощью которых штуцер открывается и закрывается при достижении выбранного значения давления в манифольде.

Американский нефтяной институт рекомендует манифольды на следующие значения давлений: 13,78 и 20,67 МПа, 34,95 и 68,9 МПа (рис. 13.6). При давлениях 34,46 МПа и более штуцерная линия снабжена задвижкой с дистанционным управлением, устанавливаемой на выкиде провентора.

ЛИНИЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Если тяжелый буровой раствор не может быть прокачан по бурильным трубам, то используют вспомогательную линию для прокачки раствора вниз в затрубное пространство. Такую линию называют линией глушения. Один конец линии глуше-

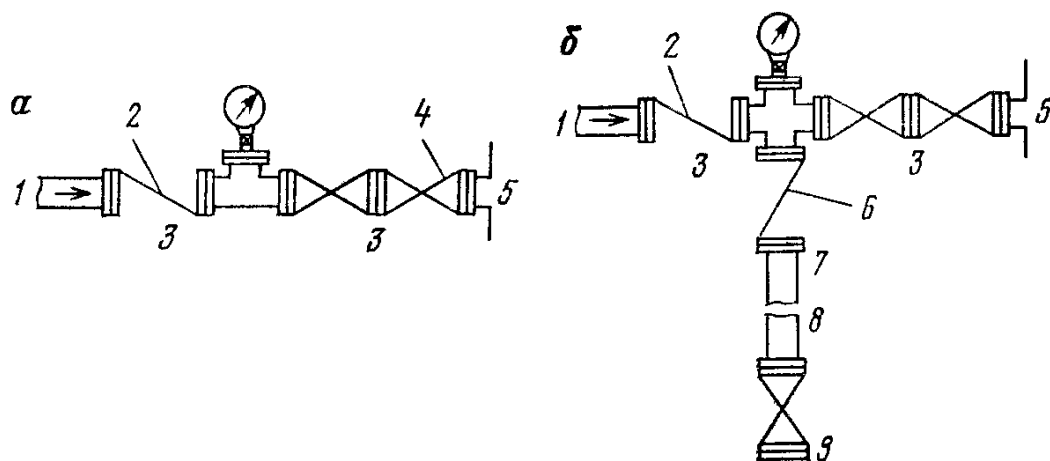


Рис 13.7. Типовые схемы линии глушения для рабочего давления 2М (резьбовые соединения необязательны) и 3М (а) и 5М, 10М и 15М (б):

1 — линия от буровых насосов, 2 — обратный клапан (необязателен), 3 — задвижки с номинальным диаметром 50,8 мм, 4 — задвижка необязательна для схемы с рабочим давлением 2М; 5 — выкидная линия превенторов, 6 — обратный клапан; 7 — номинальный диаметр 50,8 мм, 8 — линия дистанционного глушения, 9 — соединение с дистанционным насосом

ния присоединен к боковому отводу ниже плашечного превентора, который закрыт, а другой — соединен с буровым насосом. АНИ рекомендует [1] оборудовать линию глушения задвижками для соответствующих ожидаемых давлений (рис. 13.7).

ЛИКВИДАЦИЯ ПРОЯВЛЕНИЙ

Проявление скважины — нежелательный процесс притока пластовой жидкости в ствол скважины, который может (если он не контролируется) перейти в выброс.

К последствиям выбросов относят повреждение бурового оборудования, травмы персонала, потери значительной части природной энергии резервуара (пласта) и загрязнение окружающей среды.

Выброс не возникает мгновенно и не появляется на поверхности без предварительных признаков. По определенным признакам на поверхности можно определить возможность возникновения проявлений. По этой теме существует много публикаций [2].

ПРИЗНАКИ ПРОЯВЛЕНИЙ СКВАЖИНЫ

Ниже описаны признаки развития проявлений в скважине.

Увеличение уровня в емкости для хранения бурового раствора. При нормальных условиях бурения буровой раствор постоянно циркулирует в стволе скважины так, что его закачиваемый объем равен объему, выходящему на поверхность (не учитывая небольшого объема поглощения вследствие фильтрации). Этот баланс нарушается в двух случаях. В первом объем, поступающий на поверхность, меньше закачиваемого объема, что указывает на наличие поглощения. Во втором объем жидкости возвращающейся на поверхность, превышает закачиваемый, что указывает на приток пластовой жидкости в скважину, т. е. на проявление.

Во время проявления увеличивается объем жидкости в скважине. Избыточное количество жидкости, измеренное на поверхности, равно объему пластового флюида. Избыточное количество жидкости определяют по ее увеличению в емкости для бурового раствора. Инженеры по буровым растворам постоянно контролируют объем бурового раствора в мерниках для установления признаков проявления.

Увеличение механической скорости бурения. Резкое увеличение механической скорости бурения может отмечаться при проходке мягких пластов и пластов с АВПД. Частые изменения механической скорости возникают в результате смены разбурываемых пластов. Подобные признаки не являются решаю-

щими и должны использоваться вместе с другими наблюдениями для определения проявления скважины.

В общем случае механическая скорость бурения зависит от частоты вращения ротора, нагрузки на долото, типа долота, твердости породы, типа бурового раствора и условий очистки забоя. Для эффективного бурения эти данные должны контролироваться для определения нормальных режимов бурения на каждой площади. Изменение нормального режима бурения может указывать на интервалы мягких пород или зоны аномального давления. Повышенная механическая скорость бурения может быть зафиксирована на поверхности по увеличению шлама на вибрационных ситах и по появлению отдельных больших кусков выбуренной породы.

Снижение давления циркуляции. Во время проявления пластовый флюид, состоящий из соленой воды, нефти или газа, попадая в ствол скважины, смешивается с буровым раствором. Это приводит к образованию новой жидкости с пониженной вязкостью и плотностью, что в свою очередь ведет к уменьшению потерь давления в затрубном пространстве. Таким образом, общие потери давления, наблюдаемые на поверхности в этот момент, меньше, чем до начала проявления. Снижение давления циркуляции наиболее заметно при попадании газа в ствол скважины, так как плотность газа намного меньше плотности бурового раствора.

Когда более легкие жидкости попадают в ствол скважины, происходит дальнейшее снижение давления циркуляции вследствие эффекта сообщающихся сосудов, т. е. разницы в плотности между тяжелым раствором в бурильных трубах и более легкими жидкостями в затрубном пространстве. Снижение давления на насосах сопровождается увеличением скорости его работы, так как мощность насоса используется для прокачивания одного объема жидкости при пониженных гидравлических сопротивлениях.

Явный признак возникновения проявления — наличие потока раствора из скважины при выключенных насосах.

Раствор, содержащий газ, нефть или минеральную воду. Признаки газа, нефти или соленой воды в буровом растворе указывают на то, что пластовые флюиды попали в скважину.

В частности, наличие газа может ввести в заблуждение, так как во время спуско-подъемных операций возникает поршневой эффект (или всасывание) и небольшое количество газа поступает в скважину. Этот газ обычно называют газом СПО (газ, захваченный в процессе спуско-подъема инструмента). Его не следует путать с газом, поступающим из проявляющего пласта. Поршневой эффект возникает, когда давление в скважине превышает пластовое или при наличии сальника на долоте.

Для каждой площади можно определить нормальное количество газа, появляющегося во время спуско-подъемных операций; отклонение от него указывает на возможность начала газопроявления.

Другая форма газонасыщения, которую не следует смешивать с газопроявлением,— это, так называемый, выбуренный газ. Выбуренный газ попадает в буровой раствор с шламом при бурении газоносных пород. Куски такой породы поднимаются по затрубному пространству, и газ высвобождается из шлама вследствие низких давлений в верхней части ствола.

Выбуренный газ вызывает снижение плотности бурового раствора у поверхности, причем плотность бурового раствора в затрубном пространстве не уменьшается.

Признаки появления пластовых флюидов наблюдают на поверхности в форме водяных пачек при притоке в скважину пластовой воды или в виде пенистых пузырей. Газированный буровой раствор характеризуется низкой плотностью на поверхности по сравнению с ее первоначальным значением. Попадание в раствор пластовой воды вызывает меньшее изменение плотности, но может быть обнаружено по увеличению объема раствора в мерниках и повышению степени минерализации (солености).

Увеличение содержания хлоридов. Количество хлоридов в буровом растворе — основной показатель для обнаружения проявлений. Инженер по глинистым растворам постоянно определяет количество ионов хлорида Cl^- в буровом растворе для установления их нормальной концентрации.

Большинство пластовых жидкостей имеют высокую степень минерализации по сравнению с буровыми растворами. Признак того, что пластовые жидкости поступают в скважину,— повышенное содержание ионов Cl^- в буровом растворе

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Если установлено, что началось проявление, то скважину закрывают превенторами (рис. 13.8), регистрируют установившиеся давления (имеются в виду избыточные давления) в буровых трубах (СДБТ) и кольцевом пространстве (СДК). Цель закрытия скважины — предотвращение дальнейшего поступления пластового флюида. Давление СДБТ используют как определяющее. Работы по глушению скважины основаны на допущении, что буровые трубы и кольцевое пространство представляют части трубы U-образной конфигурации, т. е. сообщающихся сосудов, в которых изменение объема в одной части приводит к эквивалентным изменениям в другой. Если скважина «не работает», давление в верхней части U-образной

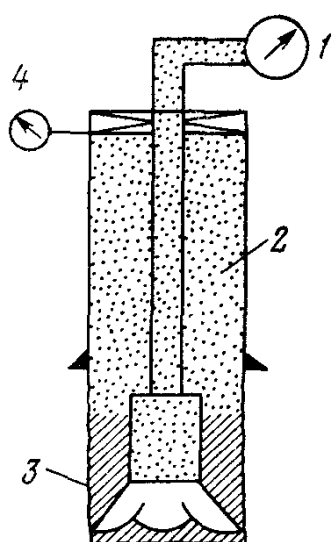


Рис. 13.8. Схема закрытой скважины:
1, 4 — давление в бурильных трубах и
кольцевом пространстве закрытой сква-
жины; 2 — буровой раствор; 3 — пласто-
вый флюид

трубы (т. е. у поверхности) равно нулю. Повышение давления на забое приводит к увеличению давления в бурильных трубах и кольцевом пространстве.

Перед закрытием скважины необходимо поднять ведущую трубу над столом ротора и установить замок бурильной трубы выше трубных плашек. Следует учитывать, что трубные плашки сконструированы так, что они закрывают пространство вокруг тела бурильной трубы, а не вокруг бурильного замка или ведущей бурильной трубы. Подъем ведущей трубы также позволит поднять долото над забоем. Универсальный превентор закрывается первым, затем закрываются трубные плашки и, наконец, бурильные трубы на поверхности.

Если бурильные трубы заполнены буровым раствором до закрытия скважины, то пластовые воды могут поступить только в кольцевое пространство между бурильными трубами и стволом скважины (см. рис. 13.8).

Таким образом, жидкость внутри бурильных труб представляет первоначальный исходный буровой раствор, имеющий градиент давления G_m (МПа/м), в то время, как в кольцевом пространстве находится смесь бурового раствора и пластовых флюидов, градиент которых неизвестен. Пластовые флюиды будут поступать в ствол скважины до тех пор, пока гидростатическое давление бурового раствора в бурильных трубах и СДБТ, а также давление смеси жидкостей в кольцевом и СДК не будут равны пластовому давлению. Когда давления сравняются, дальнейшее поступление пластовых флюидов прекращается, а СДК и СДБТ принимают постоянные значения. Первоначальные давления в закрытой скважине ниже, чем окончательное стабилизированное давление после закрытия скважины. Для достижения стабильных давлений должно пройти определенное время.

СДБТ представляет собой величину, на которую пластовое давление превышает гидростатическое давление бурового раствора в бурильных трубах. Таким образом, бурильные трубы представляют собой манометр для измерения давления на забое, указывая разницу между пластовым и гидростатическим давлениями бурового раствора.

Для кольцевого пространства значение давления точно не известно, так как одна часть затрубного пространства заполнена пластовой водой, а другая — буровым раствором. Плотность и высота столба пластового флюида не известны, что затрудняет определение пластового давления по данным давлений в кольцевом пространстве. Это можно определить из следующего уравнения, в котором рассматриваются давления в кольцевом пространстве:

Пластовое давление = СДК + гидростатическое давление бурового раствора + Гидростатическое давление пластового флюида.

Для бурильных труб справедливо следующее уравнение:

Пластовое давление = Статическое давление в бурильных трубах при закрытом устье + Гидростатическое давление бурового раствора в бурильных трубах,
или
$$p_{пл} = (\text{СДБТ}) + H_r, \quad (13.1)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление; СДБТ — статическое давление в бурильных трубах при закрытом устье; H_r — гидростатическое давление бурового раствора в бурильных трубах.

Данные для бурильных труб могут быть использованы для расчета пластового давления. По этой причине все расчеты для проявлений скважины используют только давления в бурильных трубах.

Обобщая изложенное, отметим, что при обнаружении проявления скважину закрывают для регистрации СДК и СДБТ. Дистанционно управляемую задвижку на линии дросселирования открывают перед закрытием превенторов, позволяя буровому раствору из затрубного пространства через отводную линию и штуцерный манифольд попасть в резервуар.

Первым закрывают универсальный превентор, так как при обнаружении проявления он может мгновенно закрыть пространство вокруг трубы любой формы и размера. Плащечный превентор закрывают после того, как определено положение бурильных замков. Если бурильный замок окажется в плащечном превенторе, то ведущую трубу поднимают до положения, при котором в плащечном превенторе оказывается тело бурильной трубы.

Как только превенторы закрыты, закрывают штуцер во избежание резких колебаний давлений при гидравлическом ударе,

который может возникнуть при резком прекращении движения жидкости в затрубном пространстве.

Бурильные трубы закрывают путем перекрытия нижнего шарового крана на ведущей трубе после замера СДБТ на стояке или на пульте дистанционного управления.

Буровой раствор для глушения скважины

Из уравнения (13.1) можно найти плотность ρ_2 нового бурового раствора, необходимую для уравнивания пластового давления.

Можно записать:

$$p_{\text{пл}} = \rho_2 gh, \quad (13.2)$$

откуда

$$\rho_2 = p_{\text{пл}}/gh. \quad (13.3)$$

Скважину можно заглушить, заменяя первоначальный буровой раствор плотностью ρ_1 тяжелым плотностью ρ_2 . После глушения скважины до возобновления нормальной работы статическое давление раствора на забой повышается на 0,7—1,4 МПа (безопасное превышение давления) за счет увеличения плотности бурового раствора.

Давление СДК играет главную роль в процессе глушения скважины. Величину СДК контролируют на поверхности для предотвращения разрыва обсадной колонны и пласта ниже башмака обсадной колонны. Значение СДК не должно превышать прочности обсадной колонны на разрыв от внутреннего давления. На практике максимально допустимую величину СДК принимают равной 70 %-ному давлению сопротивления разрыва обсадной колонны.

Кроме того, для данной глубины спуска обсадной колонны пласт ниже башмака имеет первоначальную прочность, обычно рассчитываемую как произведение глубины установок обсадной колонны на градиент давления вышележащих пород, равного $2,6 \cdot 10^{-2}$ или $1,81 \cdot 10^{-2}$ МПа/м (см. гл. 9), которая не должна быть превышена. Таким образом, максимально допустимое значение СДК определяется прочностью пласта, при этом должны выполняться соотношения:

Максимальное давление на забое скважины $<$ прочность пласта; Максимальное давление на забое скважины = Гидростатическое давление бурового раствора в кольцевом пространстве + Давление на устье в кольцевом пространстве скважины.

Давление на устье в кольцевом пространстве скважины принимается равным максимально допустимому значению СДК.

На практике максимально допустимую величину СДК для предотвращения разрыва пласта ниже башмака последней об-

садной колонны и 70 %-ное значение давления прочности обсадной колонны на разрыв от внутреннего давления фиксируют каждый раз при спуске новой колонны обсадных труб. Меньшее из этих двух давлений используют при выполнении работ по глушению скважины.

Подача насоса

Важный фактор при глушении скважины — скорость циркуляции утяжеленного бурового раствора. Давление циркуляции пропорционально объемному расходу жидкости в степени n , обычно равной 1,8—2 (см. гл. 7). Подачу насоса измеряют числом ходов поршня насоса в минуту. При каждом ходе поршня подается буровой раствор в количестве 0,016 м³/мин. Таким образом, скорость циркуляции может быть уменьшена снижением объемного расхода жидкости или числа ходов поршня в минуту. При глушении скважины высокое давление в затрубном пространстве может привести к поглощению и осложнить работы.

Низкое давление при циркуляции позволяет уменьшить общее давление на насосах. Изменяя давления в буровых трубах и обсадной колонне можно контролировать процесс глушения. Сниженную подачу насоса называют подачей глушения.

Изменение давления в процессе глушения

Выше отмечалось, что давление в буровых трубах используется для определения требуемой плотности бурового раствора. Кроме того, необходимо знать первоначальное давление p_{c1} для циркуляции облегченного бурового раствора при сниженной подаче насоса.

При всех операциях по глушению необходимо поддерживать постоянное давление на забое скважины (равное пластовому давлению) для предотвращения дальнейшего поступления пластового флюида. Это достигается за счет поддержания постоянной подачи насосов при циркуляции бурового раствора в процессе глушения скважины.

Если давление в закрытой скважине не изменяется, уравнение (13.1) имеет следующий вид:

$$p_{пл} = (\text{СДБТ}) + H_s$$

(справедливо, когда давление на стояке равно СДБТ).

Если подачу насоса увеличивают до требуемой, то давление на стояке будет составлять $p_{c1} + (\text{СДБТ})$. Однако давление на забое скважины остается равным сумме $(\text{СДБТ}) + H_s$, так как давление циркуляции p_{c1} расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений в буровых трубах, УБТ и долоте.

По мере заполнения бурильных труб буровым раствором при глушении значение СДБТ снижается и достигает нуля, когда бурильные трубы полностью заполняются данным раствором. В этот момент гидростатическое давление раствора в бурильных трубах равно пластовому давлению $p_{пл}$. Давление на стояке равно давлению циркуляции бурового раствора для глушения $p_{с2}$. Величина давления циркуляции выше, чем $p_{с1}$, так как насос перекачивает более тяжелый буровой раствор. Новое давление циркуляции $p_{с2}$ рассчитывают по уравнению

$$p_{с2} = \frac{\rho_2}{\rho_1} p_{с1}, \quad (13.4)$$

где ρ_1 , ρ_2 — плотности бурового раствора исходного и глушения соответственно.

Давление циркуляции в бурильных трубах $p_{с2}$, поддерживают постоянным, в то время как утяжеленный буровой раствор заполняет затрубное пространство до тех пор, пока СДБТ не упадет до нуля. На этом этапе работ по глушению бурильные трубы и затрубное пространство (при давлении СДЗ) заполнены утяжеленным буровым раствором; давления СДБТ и СДЗ равны нулю, когда насос включен.

Зависимость давления в бурильных трубах от объема закачанного раствора или от времени приведена на рис. 13.9. Начальное СДБТ отмечено точкой 1. Когда начинают закачивать раствор глушения, то общее давление нагнетания на устье скважины становится равным (СДБТ) + $p_{с1}$ (точка 2). Точка 3 определяет давление циркуляции $p_{с2}$, когда утяжеленный буровой раствор заполнит бурильные трубы. Прямая линия 3—4 представляет собой период, во время которого давление на стояке поддерживается постоянным ($p_{с2}$), пока затрубное пространство заполнено раствором для глушения.

Изменение давления (см. рис. 13.9) для фактических данных по скважине представлено в примере 13.2.

Используя подачу нагнетания насоса, можно определить время, необходимое для заполнения бурильных труб утяжеленным раствором, которое равно отношению объема бурильных труб (m^3) к подаче насоса ($m^3/мин$), и время, требуемое для заполнения кольцевого пространства утяжеленным раствором, которое равно отношению объема кольцевого пространства (m^3) к подаче насоса ($m^3/мин$).

Таким образом, точки 5 и 6 (см. рис. 13.9) представляют собой время, необходимое для заполнения бурильных труб и затрубного пространства соответственно. Линия 0—5 может быть разделена на минуты и использована для определения давлений на стояке во время работ по глушению скважины. Если существует отличие между наблюдаемыми и определенными заранее значениями давлений на стояке, то штуцер ре-

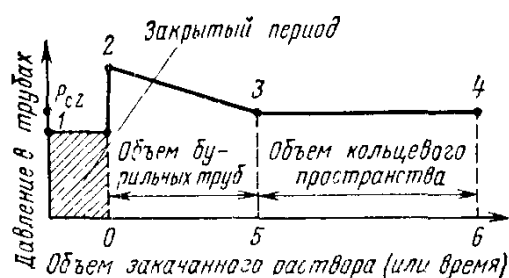


Рис. 13.9. Изменение давления в буровых трубах при глушении

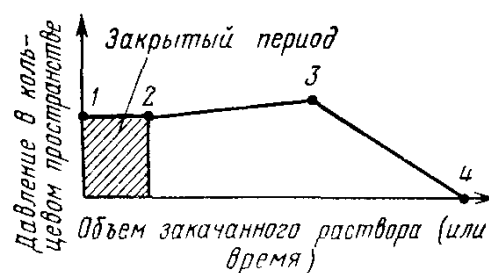


Рис. 13.10. Изменение давления в кольцевом пространстве при глушении скважины во время нефтеводопроявления

гулируют до тех пор, пока на манометре стояка не будет установлено требуемое давление.

Изменение давления вдоль обсадной колонны зависит от свойств пластового флюида. При нефтеводопроявлениях давление в обсадной колонне увеличивается по мере наполнения буровых труб раствором глушения в результате действия эффекта U-образной трубы, вызванного наличием утяжеленного бурового раствора в одном из колен (рис. 13.10). Давление в затрубном пространстве начинает снижаться (точка 3), как только раствор глушения начинает поступать в затрубное пространство, и падает до нуля, когда раствор появляется на поверхности (точка 4).

Влияние расширения газа на операции по глушению скважины

Газ — высокосжимаемая жидкость, и его объем зависит от температуры и давления.

На рис. 13.11 показаны две возможные ситуации, когда равное количество газа нагнетается на дно открытой (рис. 13.11, а) и закрытой (рис. 13.11, б) трубок под одинаковым давлением. Обе трубки заполнены одним типом бурового раствора, имеющим плотность 1200 кг/м^3 .

Так как газ легче бурового раствора, он поднимается по трубам и занимает верхнюю часть колонны. В открытой части колонны подъем газа сопровождается снижением его давления и увеличением объема. Допустим, что 159 л газа закачано на забой с давлением $34,45 \text{ МПа}$. Объем газа у поверхности может быть определен из уравнения

$$pV = ZRT, \text{ или}$$

$$\frac{p_B V_B}{Z_B T_B} = \frac{p_s V_s}{Z_s T_s}, \quad (13.5)$$

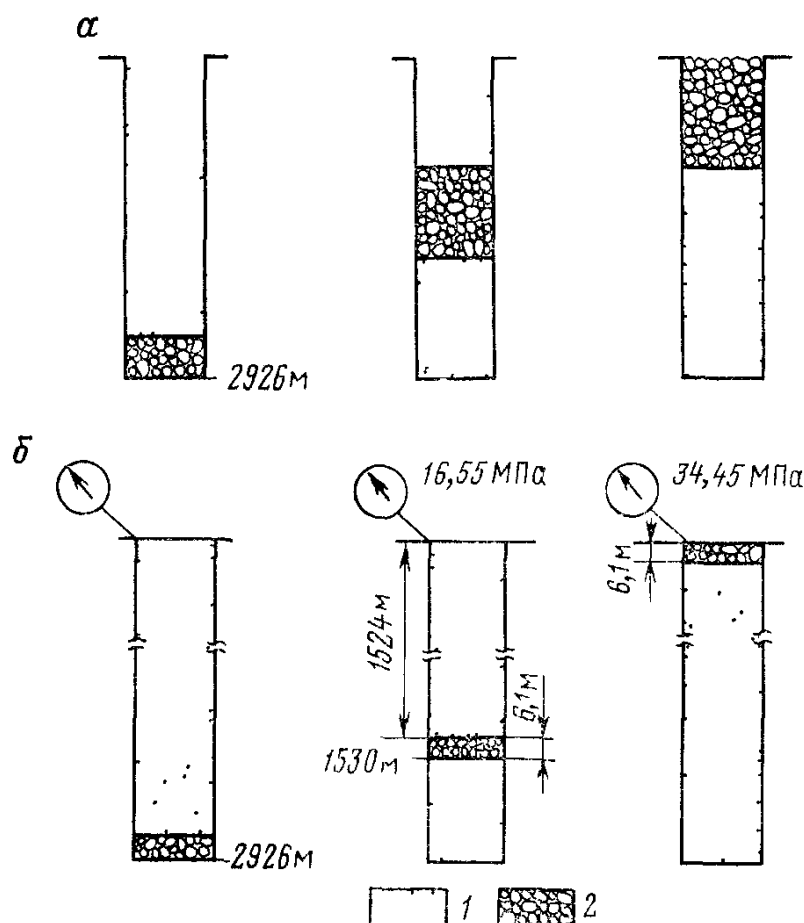


Рис 13.11 Нагнетание газа в открытую (а) и закрытую (б) трубки с буровым раствором
1 — закачанный газ, 2 — буровой раствор

где p — абсолютное давление, V — объем; Z — коэффициент сжимаемости, который является функцией температуры и давления; T — температура (индексы B и S обозначают соответственно дно и верхний край трубки).

Примем, что давление газа в верхней части равно атмосферному, а температура на забое составляет 115°C . Из уравнения (13.5) имеем

$$\frac{34,5 \cdot 0,159}{(115 + 238)} = \frac{0,101 V_S}{15,5 + 238}.$$

Кроме того, принимаем, что $T_S = 15^\circ\text{C}$, $p_S = 0,101 \text{ МПа}$, $Z_B = Z_S$, следовательно, $V_S = 40,23 \text{ м}^3$. Таким образом, когда газ достигает дневной поверхности, его объем увеличивается от $0,159$ до $40,23 \text{ м}^3$ (в 253 раза), а давление снижается с $34,45 \text{ МПа}$ до атмосферного ($0,101 \text{ МПа}$).

Когда колонна закрыта, газ, поднимаясь, не расширяется, поэтому давление увеличивается по всей длине. Давление на поверхности регистрируется, когда газ достигает дневной поверхности и будет равно давлению нагнетания газа $34,45 \text{ МПа}$ (см. рис. 13.11, б). Расчеты давления на промежуточных этапах (стадиях) зависят от положения пузыря газа внутри трубки и плотности бурового раствора. Если газ мигрирует с глубины

1524 м, а объем трубки равен $0,02608 \text{ м}^3/\text{м}$, то высота пузыря газа будет составлять $0,159/0,02608=6,1 \text{ м}$.

Давление газа от отметки 1524 до 1530 м практически постоянно (34,45 МПа). На отметке 1524 м гидростатическое давление раствора $0,0981 \times 1524 \times 1,20 = 17,9 \text{ МПа}$. Следовательно, на границе 1524 м разница давлений будет $34,45 - 17,9 = 16,55 \text{ МПа}$. Это избыточное давление наблюдается на поверхности по манометру.

Пока газ поднимается, на забое растет давление. Когда газовые пузыри достигают поверхности, то

Давление на забое = $34,45 + \text{Гидростатическое давление бурового раствора} = 34,45 + 0,00981 (2926 - 6) 1,20 = 68,83 \text{ МПа}$ (высота столба газа — 6 м).

Если рассматривать реальную скважину, в которой градиент гидроразрыва пласта составляет $1,81 \cdot 10^{-2} \text{ МПа/м}$, то можно записать:

Давление гидроразрыва пласта = $1,81 \cdot 10^{-2} \cdot 2926 = 52,96 \text{ МПа}$.

И, наконец, если исключено расширение газа, давление на забое составляет 68,83 МПа.

При такой ситуации произойдет разрыв пласта, что приведет к поглощению при проявлении. Если разрыв пласта возникнет у поверхности, то проявление может привести к образованию кратера, и возможны падение буровой установки и травмы обслуживающего персонала.

Если пласт разрывается у забоя скважины, то требуется вымыть пластовой флюид и затем провести цементирование (установить мост). Ситуации такого типа трудно контролировать.

Следовательно, необходимо предусмотреть возможность расширения газа с целью снижения давления в обсадной колонне у поверхности для исключения нарушений обсадной колонны и поддержания общего давления на забое ниже давления гидроразрыва пласта.

Изменение давления в обсадной колонне при вымывании на поверхность газового пузыря в реальной скважине показано на рис. 13.12. Точка 1 соответствует закрытому положению скважины перед закачкой раствора глушения. Точка 2 определяет положение скважины после заполнения раствором глушения буровых труб. Между точками 2 и 1 давление в затрубном пространстве поднимается вследствие расширения газа, что приводит к уменьшению гидростатического давления ($p_{пл} = \text{СДК} + \text{Гидростатическое давление флюидов в затрубном пространстве}$), и, в свою очередь, к росту давления на поверхности.

После точки 2 раствор глушения начинает поступать в затрубное пространство и газовый пузырь приближается к по-

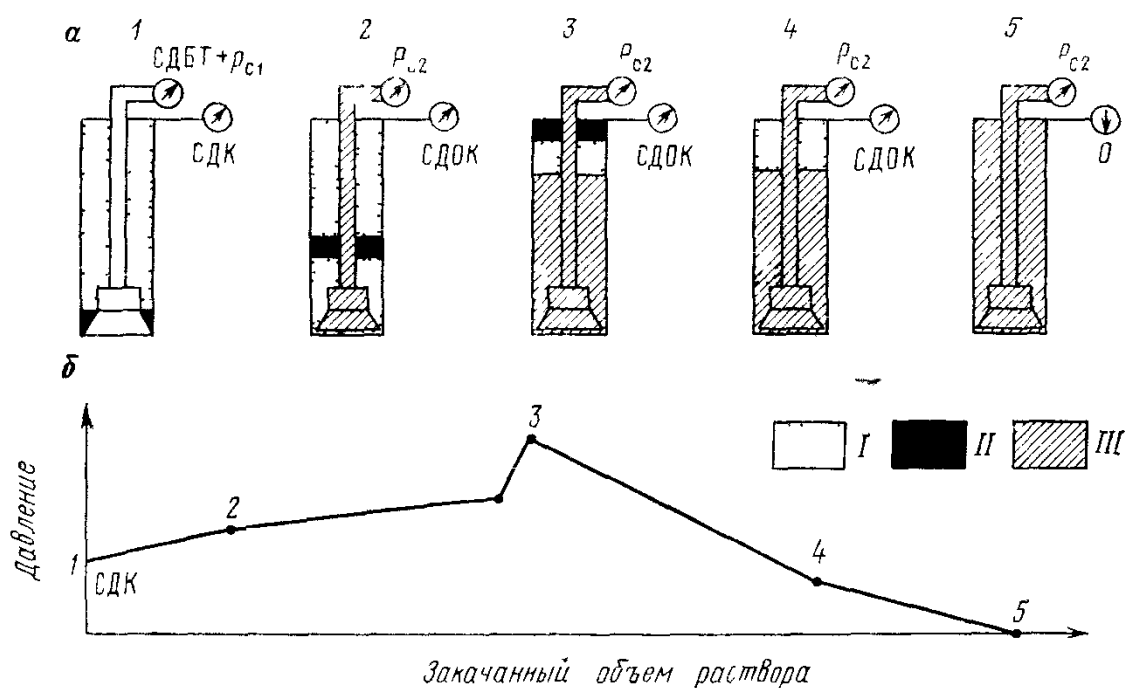


Рис 13.12 Изменение давления в кольцевом пространстве по мере вымывания газового пузыря из скважины

а — этапы процесса, *б* — динамика давления, I — легкий буровой раствор, II — газ, III — раствор глушения, СДБТ — СДК — статические давления соответственно в бурильных трубах и кольцевом пространстве при закрытом устье, СДОК — статическое давление в кольцевом пространстве обсадной колонны, p_{c1} , p_{c2} — соответственно начальное и конечное давления циркуляции раствора глушения

верхности. Когда газ достигает поверхности, наблюдается резкое увеличение давления (СДОК) в обсадной колонне (точка 3). Давление в обсадной колонне постепенно снижается при удалении газа и заполнении затрубного пространства легким буровым раствором и раствором глушения. В точке 4 весь газ удален и легкий буровой раствор выходит на устье, создавая избыточное давление в обсадной колонне за счет эффекта U-образной трубы. Этот эффект возникает под действием раствора глушения в бурильных трубах, создающего более высокое давление на забое, чем давление столба смеси и раствора глушения в затрубном пространстве.

В точке 5 раствор глушения выходит на поверхность и давление в обсадной колонне равно нулю

Методы глушения

Когда требуется быстро приготовить раствор глушения (в одну или две стадии), применяют два метода: 1) ожидания и утяжеления; 2) бурильщика.

Метод ожидания и утяжеления Название метода объясняется тем, что для приготовления раствора глушения (или утя-

желенного раствора) требуется определенное время (время ожидания) Метод использует один цикл циркуляции для удаления флюидов и глушения скважины.

Утяжеленный буровой раствор закачивают при определенной пониженной подаче насоса и регистрируют общее давление на стояке (СДБТ) + p_{c1} . Подачу насоса поддерживают постоянной до тех пор, пока раствор глушения не заполнит бурильные трубы. В это время давление в бурильных трубах снижается от $p_{c1} + (\text{СДБТ})$ в начале циркуляции до p_{c2} , когда раствор глушения достигает долота. Снижение давления в бурильных трубах осуществляют с соответствующими темпами спада (см. пример 13.2).

Давление p_{c2} поддерживают постоянным (регулировкой штуцером), пока раствор глушения не заполнит затрубное пространство и не выйдет на устье.

Изменение давления в обсадной колонне по данному методу зависит от типа пластового флюида, вымываемого на поверхность. При поступлении в скважину нефти или воды колебания давления в обсадной колонне меньше, чем при газопроявлении. Циркуляция газа вызывает увеличение давления в затрубном пространстве до тех пор, пока весь газ не удален из скважины. В этот период не следует допускать превышения в обсадной колонне 70 %-ного значения прочности обсадной колонны на разрыв от внутреннего давления или максимально допустимого СДК, которое может вызвать разрыв пласта

Пример 13.2 В процессе бурения скважины диаметром 215,9 мм на глубине 3048 м обнаружено проявление. Скважина была закрыта. Зарегистрированы следующие давления в бурильных трубах и кольцевом пространстве СДБТ=1,38 МПа, СДК=2,76 МПа

Последняя обсадная колонна диаметром 244,5 мм состоит из труб марки стали N-80 весом 648 Н/м и внутренним диаметром 222,4 мм

Глубина спуска обсадной колонны 2621 м УБТ наружный и внутренний диаметры 203 и 76 мм соответственно, длина 152,4 м, бурильные трубы наружный и внутренний диаметры 127 и 108,6 мм соответственно, вес 290 Н/м Давление циркуляции при 60 ходах/мин 13,78 МПа, давление циркуляции при 30 ходах/мин 3,45 МПа, плотность бурового раствора 1200 кг/м³

Определить следующие параметры: объемы бурильных труб и УБТ, кольцевого пространства, максимально допустимое давление в обсадной колонне, пластовое давление, плотность раствора глушения, давление на стояке в начале циркуляции тяжелого раствора, конечное давление циркуляции и давление на стояке, время, требуемое для замены содержимого бурильных труб на раствор глушения (время одного цикла), время, необходимое для замены содержимого скважины на раствор глушения, общее число необходимых ходов поршня при условии, что подача насоса составляет 15,9 л на ход поршня Построить график изменения давления в бурильных трубах во времени и числа ходов поршня

Решение Воспользуемся рис 13.13

Длина бурильных труб

$$3048 - 152 = 2896 \text{ м.}$$

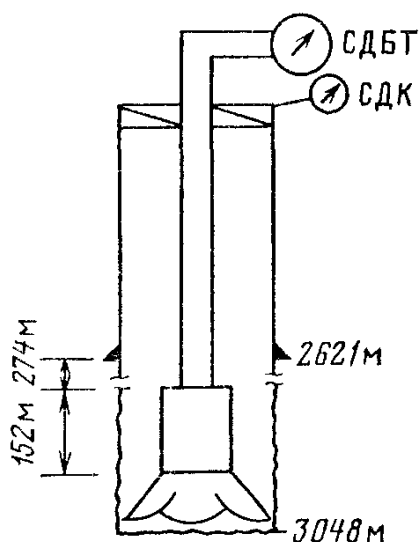


Рис. 13.13. К примеру 13.2

Таким образом, объем кольцевого пространства между обсадной колонной (наружный и внутренний диаметры 244,5 и 222,4 мм) и 127-мм буровыми трубами составляет 0,0264 м³/м; объем кольцевого пространства между открытым стволом диаметром 215,9 мм и 127-мм буровыми трубами равен 0,024 м³/м, объем кольцевого пространства между открытым стволом скважины диаметром 215,9 мм и 203-мм УБТ:

$$(\pi/4) (0,2159^2 - 0,203^2) = 0,0042 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Используя данные длины буровых труб в обсаженных и открытом участках скважины (см. рис. 13.13) получаем общий объем кольцевого пространства:

$$0,0264 \cdot 2621 + 0,024 \cdot 274 + 0,0042 \cdot 152 = 76,26 \text{ м}^3.$$

Из таблиц прочность обсадной колонны на разрыв от внутреннего давления для труб из стали марки N-80 и весом 648 Н/м составляет 40,86 МПа.

Для дополнительной безопасности максимальное давление в обсадной колонне при закрытом устье не должно превышать 70 %-ного давления разрыва труб от внутреннего давления.

Таким образом, максимальное допустимое давление в обсадной колонне

$$\text{МДДОК} = 0,7 \cdot 40,86 = 28,6 \text{ МПа}.$$

Так как СДК=2,76 МПа, что намного меньше 28,6 МПа, то скважина закрывается без разрыва обсадной колонны. Необходимо отметить, что расчет выполнен без учета наружного давления на обсадную колонну (см. расчет обсадной колонны в гл. 10).

Пластовое давление равно сумме гидростатического давления бурового раствора в буровых трубах и СДБТ, или

$$0,00981 \cdot 3048 \cdot 1,20 + 1,38 = 37,26 \text{ МПа}.$$

Плотность бурового раствора, необходимого для уравнивания пластового давления:

$$\frac{\text{Пластовое давление}}{\text{Глубина скважины} \cdot 0,00981} = \frac{37,26}{3048 \cdot 0,00981} = 1,25 \text{ кг/л}.$$

Плотность раствора глушения с учетом запаса:

$$1,25 + \frac{1,38}{0,00981 \cdot 3048} = 1,25 + 0,05 = 1,30 \text{ кг/л} = 1300 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность раствора глушения может быть определена также следующим образом:

Общее гидростатическое давление раствора глушения = Пластовое давление + 1,38 = 37,26 + 1,38 = 38,64 МПа.

Плотность раствора глушения:

$$38,64 / 0,00981 \cdot 3048 = 1,30 \text{ кг/л} = 1300 \text{ кг/м}^3.$$

Давление на стояке в начале циркуляции:

$$\text{СДБТ} + p_{c1} = 1,38 + 3,44 = 4,82 \text{ МПа.}$$

Начальное давление циркуляции бурового раствора плотностью 1200 кг/м³ при пониженной подаче насоса составляет 3,44 МПа.

Начальное давление циркуляции при плотности бурового раствора 1300 кг/м³:

$$p_{c1} \times \frac{\text{Плотность раствора глушения}}{\text{Плотность исходного раствора}} = \\ = 3,44 (1300/1200) = 3,73 \text{ МПа.}$$

Время заполнения буровых труб утяжеленным раствором:

$$\frac{\text{Объем буровых труб}}{\text{Подача насоса}}.$$

Принимая, что при каждом ходе поршня подача насоса составляет 0,0159 м³, рассчитаем время прокачивания раствора от устья до долота:

$$27,55 / (30 \cdot 0,0159) = 57,7 \text{ мин.}$$

Общее время, необходимое для замены раствора в скважине:

$$\frac{\text{Общий объем скважины}}{\text{Подача насоса}} = \frac{(27,55 + 76,26)}{30 \cdot 0,0159} = 217,5 \text{ мин} \approx 218 \text{ мин.}$$

Таким образом, через 218 мин раствор глушения должен полностью заполнить скважину, а СДБТ и СДК будут равны нулю, когда насосы отключены.

Общее число ходов поршня, необходимых для полной замены содержимого скважины на раствор глушения определим по формуле $(27,55 + 76,26) / 0,0159 = 6526$.

Зависимость давления на стояке от времени и числа ходов поршня приведена на рис. 13.14, по которой можно определить давление на стояке, когда утяжеленный буровой раствор начинает заполнять скважину. Следовательно, при числе ходов поршня, равном 500, давление на стояке должно быть 4,51 МПа. По данным рис. 13.14 можно составить таблицу давлений на стояке в зависимости от подачи насоса (число ходов поршня).

Метод бурильщика. При этом методе используют два цикла циркуляции для глушения скважины с применением низкой подачи насоса.

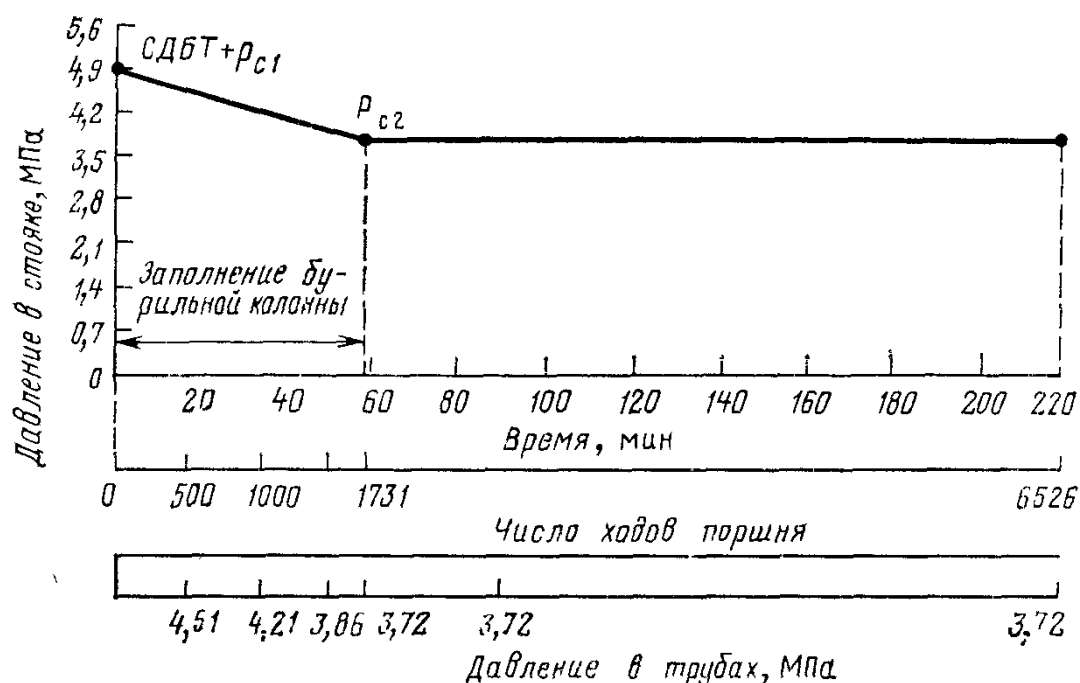


Рис. 13.14. Графическое представление метода ожидания и утяжеления

Первый цикл выполняют с использованием исходного бурового раствора. Давление в бурильных трубах поддерживают постоянным за счет непрерывного регулирования положения штуцера. Исходное давление на стояке будет равно сумме СДБТ и давления циркуляции при пониженной подаче насоса. Таким образом, во время первого цикла циркуляции давление в обсадной колонне непрерывно изменяется, при этом необходимо удалить из колонны пластовый флюид. По завершении первого цикла циркуляции СДК должно быть равно СДБТ, так как оба колена U-образной трубы заполнены одним буровым раствором.

Во время второго цикла применяют необходимое количество утяжеленного раствора, а давление в обсадной колонне поддерживают постоянным регулированием положения штуцера на манифольде до тех пор, пока бурильные трубы не заполнятся раствором глушения. После этого давление на стояке поддерживают постоянным, изменяя положение штуцера, пока раствор глушения не выйдет на устье.

Как только утяжеленный раствор начинает подниматься по кольцевому пространству, давление в обсадной колонне постепенно снижают, а давление в бурильных трубах поддерживают постоянным до тех пор, пока раствор не выйдет на устье. В этот момент насос останавливают, причем давление в бурильных трубах и обсадной колонне должно быть нулевым. В противном случае скважина не заглушена, в ней регистрируется статическое давление, как и ранее, и процедуру глуше-

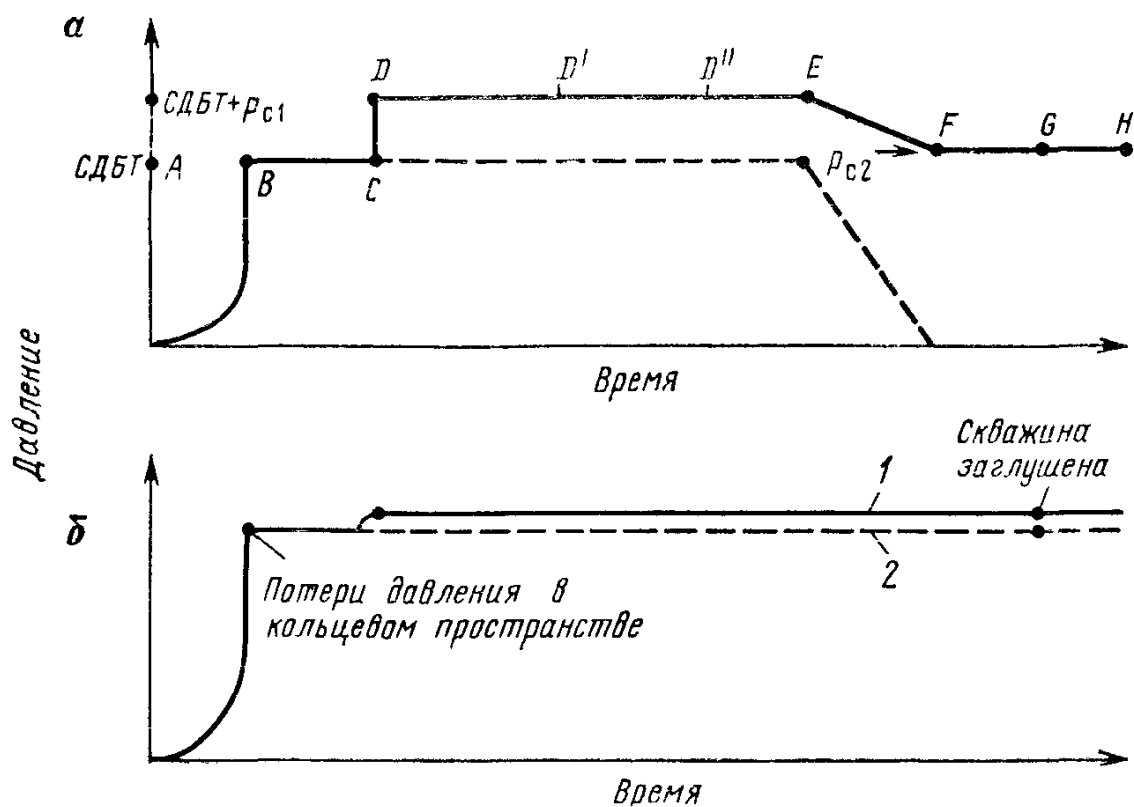


Рис. 13.15. Зависимость давления в бурильных трубах (а) и обсадной колонне (б) от времени (метод бурильщика):

AB — обнаружение проявления; BC — скважина закрыта; DD — плавное увеличение подачи насоса до необходимой для поддержания СДБТ постоянным; D' и D'' — появление газа (или приточных флюидов) на устье; D''E — удаление газа из скважины; EF — закачивание раствора глушения в бурильные трубы; FG — раствор глушения достиг долота (СДБТ=0); GH — выход раствора глушения на устье (скважина заглушена); 1, 2 — динамическое и статическое давления на забое скважины

ния необходимо повторить, применяя раствор с другой плотностью (рис. 13.15).

Пример 13.3. Для исходных данных примера 13.2 определить, используя метод бурильщика, СДБТ и СДК в конце первого цикла циркуляции, давление на стояке, когда исходный буровой раствор заполняет бурильные трубы.

Решение. Определим объем раствора глушения и пластовое давление. Первую циркуляцию выполняют, используя исходный раствор плотностью 1200 кг/м³.

Гидростатическое давление раствора в бурильных трубах при циркуляции исходного раствора:

$$0,00981 \cdot 1,20 \cdot 3048 = 35,88 \text{ МПа.}$$

СДБТ равно разности пластового давления и гидростатического давления раствора в бурильных трубах:

$$37,26 - 35,88 = 1,38 \text{ МПа,}$$

при этом СДК также равно 1,38 МПа.

Давление на стояке после первого цикла циркуляции:

$$\text{Давление циркуляции при низкой подаче} + \text{СДБТ} = 3,45 + 1,38 = 4,83 \text{ МПа.}$$

График, подобный рис. 13.14, может быть построен для определения давлений на стояке во время первого цикла циркуляции.

Для второго цикла циркуляции закачивается необходимое количество раствора глушения и давление на стояке изменяется от начального значения (4,83 МПа) до 3,72 МПа, когда раствор глушения заполняет бурильные трубы (3,72 МПа — это давление циркуляции во время закачивания раствора глушения, как определено в примере 13.2).

Из примера 13.3 следует, что при использовании метода бурильщика требуется два рабочих графика — один для легкого бурового раствора и один для раствора глушения.

Читателю рекомендуется решить пример 13.2, применяя метод бурильщика.

Список литературы

1. *API RP 53. Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment System.*— API Production Department, 1978.
2. *Fertl W. H. Abnormal Formation Pressures.*— Elsevier, Amsterdam, 1976.
3. *Kendal H. A. (1977—78). Fundamentals of pressure control. Petroleum Engineer International, 6 part series, 1977, October, November, December and 1978, January, February, March.*

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
Предисловие	6
Глава 1. Нефтяная скважина. Краткое описание	9
Состав буровой установки	9
Бурение скважины	16
Список литературы	27
Глава 2. Расчет бурильной колонны	28
Ведущая труба	28
Бурильные трубы	31
Утяжеленные бурильные трубы	54
Элементы бурильной колонны	57
Расчет бурильной колонны	61
Примеры расчета	66
Удлинение бурильной колонны	70
Удлинение за счет собственного веса	71
Критическая частота вращения ротора	72
Задачи	74
Список литературы	75
Глава 3. Спуско-подъемные операции	76
Буровая лебедка	76
Талевая система	83
Механизм крепления неподвижной струны талевого каната и индикатор веса	85
Талевые канаты	86
Буровая вышка	98
Задачи	100
Список литературы	100
Глава 4. Долота для роторного бурения	101
Шарошечные долота	101
Классификация буровых долот	110
Поликристаллические долота с алмазными вставками	111
Алмазные долота	118
Выбор долота	120
Список литературы	125
Глава 5. Основы течения жидкости	126
Течение жидкостей	126
Вязкость	126
Типы потоков	128
Критерии типов потока	129
Типы жидкостей	130
Вискозиметры	132
Вывод уравнений для ламинарного потока	133
Турбулентный поток	145
Поток через насадки долота	146
Задача	148
Список литературы	148

Глава 6. Технология приготовления буровых растворов	149
Функции бурового раствора	149
Типы буровых растворов	151
Основные параметры бурового раствора	163
Расчеты параметров бурового раствора	172
Примеси, загрязняющие буровой раствор	176
Оборудование для регулирования параметров бурового раствора	178
Задачи	184
Список литературы	185
Глава 7. Гидравлические расчеты в бурении	186
Потери давления	186
Оптимизация гидравлики долота	195
Давление нагнетания на устье скважины	196
Оптимизация гидравлических расчетов	196
Выбор насадок	199
Оптимальный расход жидкости	200
Промысловый метод оптимизации гидравлики долота	200
Задачи	203
Список литературы	204
Глава 8. Бурение вертикальных и направленных скважин	205
Бурение вертикальных скважин	205
Направленное бурение	212
Задачи	240
Список литературы	241
Глава 9. Градиент разрыва	242
Определения и основные методы нахождения градиента разрыва	242
Выбор интервала установки башмака обсадной колонны	256
Список литературы	258
Глава 10. Расчет обсадных колонн	259
Назначение обсадной колонны	259
Типы обсадных колонн	259
Прочностные характеристики	262
Технические характеристики обсадных труб	267
Особенности расчета обсадной колонны	274
Выталкивающая сила	300
Изгибающие напряжения	301
Ударные нагрузки	303
Практические расчеты	306
Список литературы	324
Глава 11. Цементирование	325
Функции цементного раствора	325
Производство и состав цемента	325
Классификация цемента	326
Гидратация цемента	328
Стойкость цемента к сульфидной агрессии	328
Снижение (регресс) прочности и применение силикатной муки	329
Свойства цементного раствора	329
Технологическая оснастка обсадных колонн	334
Загрязнение цементного раствора	338
Технология цементирования	339
Цементирование потайных колонн	344
Практические расчеты	349

Цементирование под давлением	353
Установка цементных мостов	355
Задачи	358
Список литературы	359
Глава 12. Осложнения в процессе бурения	360
Прихват бурильных труб	360
Осыпи глинистых сланцев	373
Поглощение	376
Список литературы	381
Глава 13. Контроль выбросов из скважины	382
Противовыбросовые превенторы	382
Ликвидация проявлений	393
Список литературы	410

Рабиа Х.

- Р 12** Технология бурения нефтяных скважин: Пер. с англ./
Пер. В. Г. Григулецкого, Ю. М. Кисельмана; Под ред.
В. Г. Григулецкого. — М.: Недра, 1989.—413 с.: ил.
ISBN 5—247—01348—4

Рассмотрены новейшие способы бурения нефтяных скважин с теоретическим обоснованием и расчетами технологических операций. Описан выбор бурового оборудования, инструмента, долот, турбобуров, обсадных и бурильных колонн, режима промывки скважины, типа и свойств раствора и цемента. Даны методы контроля вертикальности ствола скважины и борьбы с осложнениями.

Для инженерно-технических работников, занимающихся бурением нефтяных и газовых скважин.

Р $\frac{2503010300-296}{043(01)-89}$ 273—89

ББК 33.131

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Рабиа Хуссейн

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Заведующий редакцией *Л. Н. Аважанская*
Редактор издательства *А. И. Ровинская*
Переплет художника *Е. Г. Капустянского*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Л. А. Мурашова*
Корректор *Л. М. Кауфман*

ИБ № 8046

Сдано в набор 20.04.89. Подписано в печать 09.08.89. Формат 60×90^{1/16}. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 26,0. Усл. кр.-отт. 26,0. Уч.-изд. л. 29,0. Тираж 6960 экз. Заказ 872/2037-4. Цена 2 р. 20 к

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Государственного комитета СССР по печати, 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛЕЙ В МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Способ предназначен для предупреждения растворения горных пород минерализованной промывочной жидкостью при бурении нефтяных и газовых скважин. Способ позволяет установить концентрацию любой твердой фазы в дисперсных системах.

Метод основан на определении уменьшения массы образца NaCl в промывочной жидкости.

Предварительно высушенный и спрессованный эталонный образец соли (ОС) взвешивают. Затем ОС вращают в отобранной из скважины промывочной жидкости. По полученным результатам строят градуировочную кривую уменьшения массы ОС при вращении в промывочной жидкости с различным содержанием соли. С помощью этой кривой вычисляют разность концентрации соли в промывочной жидкости при насыщении и в исследуемой промывочной жидкости.

Предложенный способ отличается от известных следующими преимуществами:

- упрощается методика;
- исключаются трудоемкие расчеты;
- повышается точность результатов.

За дополнительной информацией обращаться по адресу: 625016, г. Тюмень, ул. Тульская, 12, ЗапСибБурНИПИ, научно-организационный отдел. Телефон 29-12-66.