

СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



НОВИКОВ А.С. и НОВИКОВ К.А.

16+

А. С. НОВИКОВ

**Строительство нефтяных
и газовых скважин**

«Автор»

2021

Новиков А. С.

Строительство нефтяных и газовых скважин / А. С. Новиков —
«Автор», 2021

Бурение скважин в первую очередь глубоких и сверхглубоких параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных (добычных) на нефть и газ. Целью данной работы является краткое освещение применяемой современной техники и технологии строительства скважин. Рассмотрены: обработка скважин соляной кислотой, термокислотные обработки и кислотные обработки терригенных коллекторов. Рассмотрено пенно-полимерное заводнение и внутрипластовое горение. Приведен общий обзор колтюбинговых технологий и особенности колтюбинга (ГНКТ) и перфорации скважин. Данная работа будет полезна студентам специальности бурение, полевым инженерам по бурению, работникам буровых компаний.

© Новиков А. С., 2021

© Автор, 2021

Содержание

Глава 1. Введение	6
§ 1. Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин	6
Глава 2. Общие сведения о буровом оборудовании и наземных сооружениях	13
§ 2. Буровые установки (БУ)	16
§ 3. Методы монтажа и транспортировки буровых установок	18
§ 4. Оборудование и агрегаты буровой установки	19
§ 5. Механизмы и инструменты для спускоподъемных операций	23
§ 6. Буровые насосы, механизмы очистки раствора	28
§ 7. Противовыбросовое оборудование	40
§ 8. Талевые канаты	49
Глава 3. Конструкция скважины	56
§ 9. Понятие о конструкции скважины	56
§ 10. Проектирование конструкции скважины	59
§ 11. Выбор диаметров обсадных колонн, долот и труб	63
§ 12. Подготовительные работы к бурению скважины	67
Глава 4. Физико-механические свойства горных пород	69
§ 13. Понятия о горной породе	70
Глава 5. Разрушение горных пород	74
§ 14. Породоразрушающий инструмент	74
§ 15. Шарошечные долота	77
§ 16. Кинематика шарошечного долота при бурении скважин	84
§ 17. Практические приемы и устройства для снижения воздействий вибраций при бурении	86
§ 18. Долота истирающего типа	87
§ 19. Особенности эксплуатации алмазных долот	89
§ 20. Долота типа PDC	90
§ 21. Бицентричные долота	96
§ 22. Описание износа шарошечных долот	97
§ 23. Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ	99
§ 24. Устройства для отбора керна	100
§ 25. Долота для специальных целей	106
Глава 6. Режим бурения скважины	107
§ 26. Выбор режим бурения скважины, факторы режима бурения	108
§ 27. Общие параметры режима бурения в различных породах	111
§ 28. Практические приемы работы с долотами	113
Глава 7. Забойные двигатели	116
§ 29. Общие сведения о забойных гидравлических двигателях	116
§ 30. Особенности эксплуатации гидравлических забойных двигателей	122
Глава 8. Технология промывки и буровые растворы	125
§ 31. Назначение промывочной жидкости	125
§ 32. Функции и свойства промывочной жидкости	127
§ 33. Основные параметры бурового раствора и их определение	129
§ 34. Типы буровых растворов	135

Конец ознакомительного фрагмента.

136

А. Новиков, К. Новиков

Строительство нефтяных и газовых скважин

Глава 1. Введение

§ 1. Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин

Автор, имеющий опыт бурения скважин, в разных горно-геологических и климатических условиях: (Волгоградская область, Коми – Усинское месторождение, Ямал – сверхглубокая СГ-7 Ен-Яхинская, Таймыр-Северо-Соленинское газовое месторождение, Западный Казахстан – Тенгизское нефтяное месторождение, сервисные компании по интегрированным поставкам долот, супервайзинг строительства скважин), попытался обобщить наработанный опыт и изложить материалы более менее скомпонованном виде. Данная книга является переработанный и является улучшенным вариантом аналогичной книги, в связи с усложнением работ по освоению скважин, применением сложных технологий и техники, в книгу включен раздел, посвященный освоению скважин. Тема каждой из глав является сложной инженерной задачей, каждой теме посвящено огромное количество работ и исследований. Целью данной работы является краткое освещение современной техники и технологии строительства скважин. В работе нет расчетов, существующие программные комплексы позволяют оптимизировать эту проблему и акцентировать внимание и усилия на понимание буровых процессов, знание бурового и технологического оборудования и правильной организации работ по строительству скважин.

Строительство скважин в комплексе работ по разведке и добыче нефти и газа, является одним из важнейших видов работ в добыче нефти и газа и является ремеслом в высшем понимании этого слова. Это прямой метод разведки (в отличие от косвенных, космических съемок, гравиярразведки, сейсморазведки и др.). Единственным способом транспортировки пластового флюида на дневную поверхность, за исключением разработки, неглубоко залегающих залежей нефти, где добыча ведется шахтным способом, является скважина.

Глубокие структурные изменения в области строительства скважин в России, произошедшие в последние 2 десятилетия, не смогли не повлиять положительно, как на скорости бурения, так и на качество строительства скважин. На смену работы под ключ буровым организациям, пришли сервисные подрядчики, которые узко специализируются и используют в работе новейшие западные технологии, буровые установки, оборудование и материалы. В начале века бурение нефтяных скважин было сравнительно простым процессом, выполнялось при помощи относительно несложного оборудования и технологий. Но в дальнейшем, по мере роста глубин скважин, усложнения геолого-технических условий, разрабатываемых месторождений, требованиям к назначению и видам скважин, бурение скважин значительно усложнилось и успех бурения стал возможным, благодаря значительному техническому прогрессу, достигнутому в области бурового оборудования, инструмента, технологий и т. д. [56]., появились новые:

- Буровые установки;
- Буровое оборудование;

- Разработаны новые типы долот;
- Стали реальными более сложные конструкции и виды скважин;
- Новые типы растворов, химреагентов;
- Телетрическое сопровождение наклонных и горизонтальных скважин, позволило бурить скважины с большими отходами и сложными профилями;
- Разработано и применяется программное обеспечение технологических процессов строительства скважин;
- Практически все процессы контролируются станциями геотехнического контроля;
- Применяется удаленный мониторинг строительства скважин.
- Осуществляется супервайзерский контроль (руководство) за строительством скважин.

Учитывая то, что на суше проведена глобальная разведка углеводородов и ведется интенсивная добыча, большинство месторождений истощены, большой интерес, с точки зрения запасов углеводородов, представляет шельф Мирового океана. Почти весь российский шельф располагается в холодных морях Северного Ледовитого океана и Охотского моря. Его протяженность у берегов России составляет 21 % всего шельфа Мирового океана. Около 70 % его площади перспективны с точки зрения полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа.

На шельфе содержится четверть наших запасов нефти и половина запасов газа. Распределены они следующим образом:

- Баренцево море – 49 %;
- Карское – 35 %;
- Охотское – 15 %.

И лишь менее 1 % находится в Балтийском море и на нашем участке Каспия.

Разведанные запасы на шельфе Северного Ледовитого океана составляют 25 % мировых запасов углеводородного сырья. Поэтому актуальность развития морского бурения очевидна, которое в настоящее время является очень сложной инженерной и дорогостоящей задачей. [44]

Учитывая тот факт, что в России производство морских установок и подводного оборудования устья скважин для бурения и добычи углеводородов, не производится, то очевидно произойдет возврат к старым месторождениям, где коэффициент извлечения нефти очень мал и составляет по России в 2014 г., по разным источникам от 0,28 до 0,372.

В настоящее время добыча и потребление нефти в мире неуклонно растет, динамика показана на графике рис. 1.1. [24]

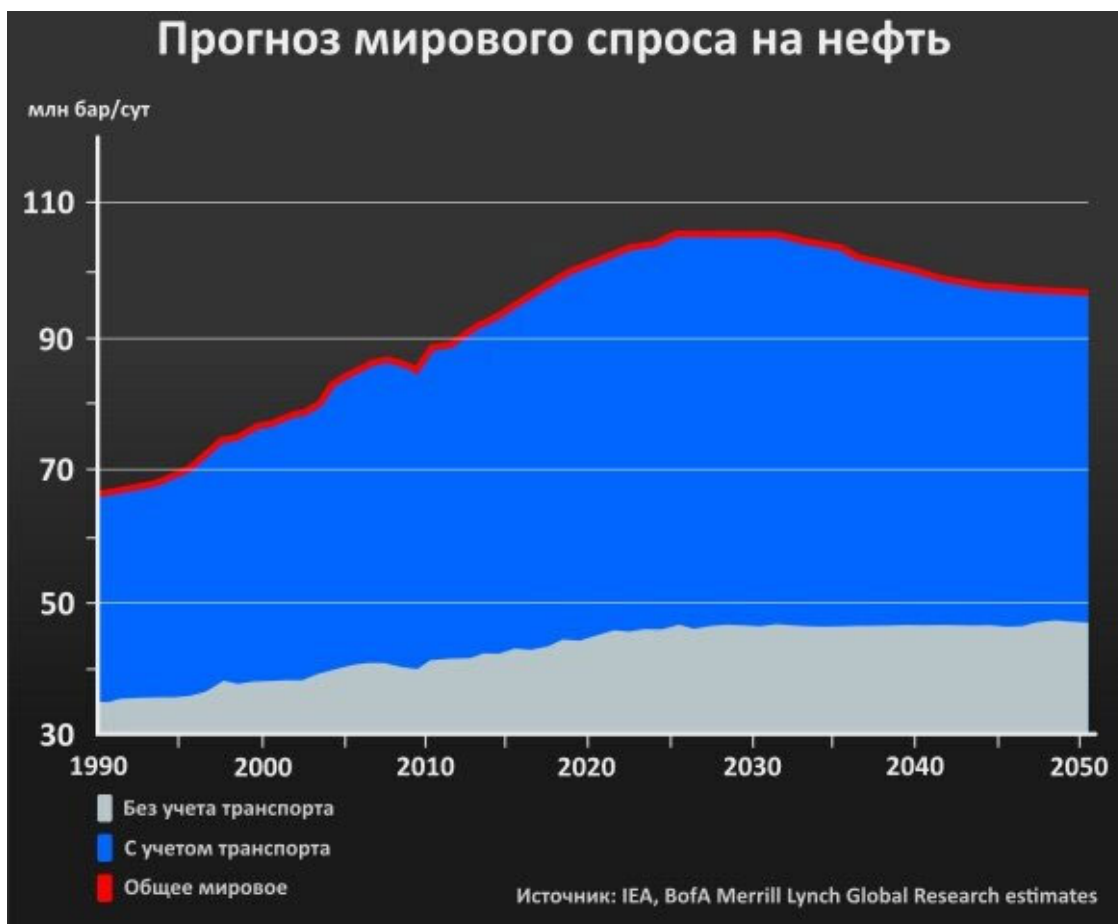


Рис. 1.1. Прогноз мирового спроса на нефть.

Из графика, представленного на рис. 1.2. видно, что затраты на непосредственно бурение превышают все остальные значительно, и затраты растут, всвязи с усложнением технологий строительства, увеличения глубин скважин.

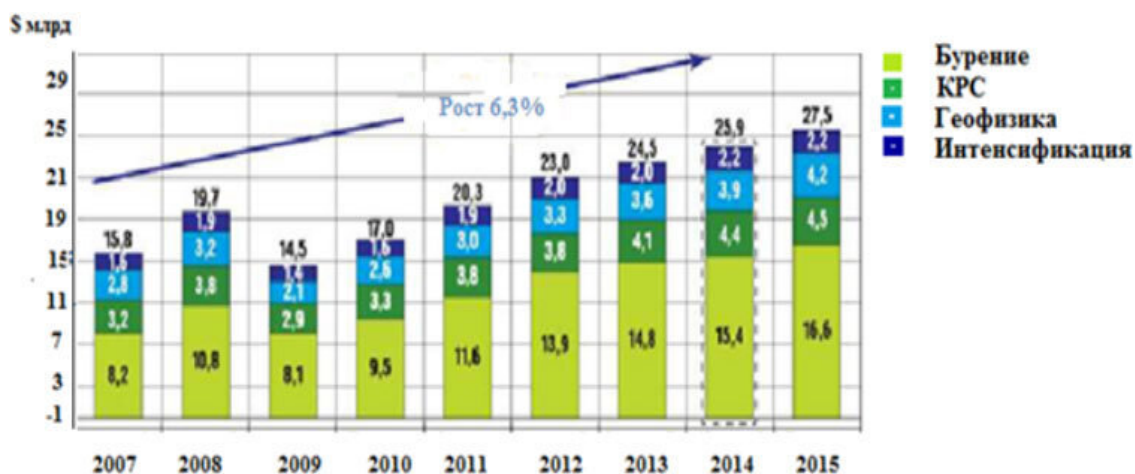


Рис. 1.2. Распределение объемов капиталовложений при строительстве скважин в России

С учетом того, что на суше существующие запасы на сегодняшний день ограничены, нефтяные и газовые компании предполагают перспективной вести добычу на шельфе Арктики.

Добыча углеводородов в Арктическом шельфе может оказаться дорогой и альтернативой может стать добыча сланцевых углеводородов.

Запасов сланцевой нефти в мире по сравнению с запасами традиционной нефти несоизмеримо больше, но отсутствие в России в настоящее время эффективных технологий разработки, сдерживают их добычу. Богатейшие в мире запасы сланцевой нефти находятся в России (месторождения Баженовская свита и Ачимовская свита в западной Сибири).

Распределение самых больших в мире запасов сланцевой нефти (по состоянию на 2013 год) представлено в таблице 1.

Таблица 1

Страна	Добыча сланцевой нефти млрд баррелей
Россия	75
США	58
Китай	32
Аргентина	27
Ливия	26

Огромные запасы нефтяных сланцев разведаны во многих странах мира, и их разработка может совершенно изменить мировую карту добычи энергоносителей.

Когда добыча сланцевой нефти ведётся в промышленном масштабе, для гидравлического разрыва в скважину закачиваются миллионы тонн водного раствора химикатов. Этот раствор содержит огромное количество опасных для человека веществ (до 700 наименований). Там присутствуют:

1. Канцерогены, вызывающие рак;
2. Мутагены, вызывающие непредсказуемые генные мутации;
3. Вещества, вредно действующие на эндокринную систему человека;
4. Вещества, которые организм человека не может вывести естественным путем.

Кроме того, в процессе гидроразрыва, в скважину закачивается огромное количество пресной воды, запасы которой в мире ограничены и немаловажный фактор-себестоимость добычи сланцевой нефти в настоящее время, намного выше добычи традиционной нефти. [109]

Но есть надежда на решение проблемы: Израиль приступил к разработке безводной технологии добычи сланцевой нефти.

В случае успеха (по прогнозу результаты работ будут известны к 2020 году) будут сняты и все экологические ограничения. Новая технология может стать более экономичной, чем традиционная добыча нефти и газа. Тогда будет возможен новый всемирный сланцевый бум.

Существующая тенденция замещения углеводородного сырья на альтернативные источники энергии, ни в коей мере не снизит потребность человечества в углеводородах, а наоборот инициирует развитие нефтехимии, газопереработки, которые позволят создавать новые материалы и вещества. Еще Менделеев Д. И. утверждал, что сжигать нефть, это все равно, что топить ассигнациями.

Все это говорит о том, что профессия инженера буровика не только перестанет быть востребованной, а наоборот, будет престижной. В данной работе проблемы и процессы при строительстве скважин освещены не глубоко, каждой проблеме в строительстве скважин посвящено огромное количество работ и для более глубокого изучения проблем, технологий, оборудования и применяемых материалов, необходимо изучать специальную литературу.

В процессе развития нефтяной и газовой промышленности, опробованы различные виды бурения, а некоторые способы проходят испытания. [96]

1. Вращательный способ, в т. ч.:
Роторный
2. Турбинный способ, в т. ч.:
Забойными двигателями
Электробурение
Винтовыми двигателями
Реактивно турбинное бурение (РТБ)
3. Ударный, в т. ч.:
Ударно канатное
Ударно штанговое
4. Взрывоударный
5. Гидроударный
6. Вибрационный
7. Гидродинамический
8. Химический
9. Лазерный

Наибольшее применение нашло вращательное бурение – 90 % от всего объема проходки в мире.

Потребность страны в нефти и газе, как дешевого источника энергии, заставило увеличивать объемы разведочного и эксплуатационного бурения с расширением географии работ. Это в свою очередь поставило задачи перед наукой, промышленностью и учебными заведениями по совершенствованию процессов, разработкой нового и более совершенного оборудования, подготовке специалистов. Создание новых типов буровых установок, в том числе для бурения на море, винтовых забойных двигателей, управляемых роторных компоновок, новых типов растворов, долот, использование четырехступенчатой системы очистки, совершенствование технологии строительства скважин, смена организации работ при строительстве скважин от генерального подряда на отдельные сервисы с осуществлением супервайзерского контроля с элементами управления работами, различных механизмов уменьшающих ручной труд и повышающих производительность труда в бурении, позволило увеличить глубины бурения, проводить горизонтальные стволы скважин большой протяженности, развивать бурение на шельфе.

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа человека и имеющая диаметр во много раз меньше ее длины. Начало скважины называется – устьем, цилиндрическая поверхность – стенкой или стволом, дно – забоем. Расстояние между устьем и забоем скважины по ее оси называется глубиной скважины. Глубины нефтяных и газовых скважин изменяются в широких пределах – от нескольких десятков до нескольких тысяч метров: например, спроектированы и закончены бурением сложные, глубокие скважины в различных регионах мира: [97]

1. Аралсорская СГ-1, Прикаспийская низменность, 1962–1971 г.г., глубина – 6,8 км. Поиск нефти и газа;
2. Биикжалская СГ-2, Прикаспийская низменность, 1962–1971 г.г., глубина – 6,2 км. Поиск нефти и газа;
3. Кольская СГ-3, 1970–1994 г.г., глубина – 12 262 м. Проектная глубина – 15 км;
4. Саатлинская, Азербайджан, 1977–1990, глубина – 8 324 м. Проектная глубина – 11 км;
5. Колвинская, Архангельская область, 1961, глубина – 7 057 м;
6. Мурунтауская СГ-10, Узбекистан, 1984 г., глубина – 3 км. Проектная глубина – 7 км. Поиск золота;

7. Тимано-Печорская СГ-5, Северо-Восток России, 1984–1993 г.г., глубина – 6 904 м, проектная глубина – 7 км;
8. Тюменская СГ-6, Западная Сибирь, 1987–1996 г.г., глубина – 7 502 м. Проектная глубина – 7,5 км. Поиск нефти и газа;
9. Ново-Елховская, Татарстан, 1988 г., глубина – 5 881 м.;
10. Воротиловская скважина, Поволжье, 1989–1992 г.г., глубина – 5 374 м. Поиск алмазов, изучение Пучеж-Катунской астроблемы;
11. Криворожская СГ-8, Украина, 1984–1993 г.г., глубина – 5 382 м. Проектная глубина – 12 км, Поиск железистых кварцитов;
12. Уральская СГ-4, Средний Урал. Заложена в 1985 году. Проектная глубина – 15 000 м. Текущая глубина – 6 100 м. Поиск медных руд, изучение строения Урала;
13. Тюменская СГ-6 Западная Сибирь. Проектная глубина – 7 500 м. Текущая глубина – 7520 м. Поиск нефти и газа.
14. Ен-Яхтинская СГ-7, Западная Сибирь. 2000–2005 г.г. Проектная глубина – 7 500 м. Текущая глубина – 8200 м. Поиск нефти и газа.

Скважины на нефть и газ за рубежом

Начала 70-х годов:

- Университи, США, глубина – 8 686 м;
- Бейден-Юнит, США, глубина – 9 159 м;
- Берта-Роджерс, США, глубина – 9 583 м.

Скважины на нефть и газ

Начала 80-х годов

- Цистердорф, Австрия, глубина – 8 553 м;
- Сильян Ринг, Швеция, глубина – 6,8 км;
- Бигхорн, США, Вайоминг, глубина – 7 583 м;
- КТВ Hauptbohrung, Германия, 1990–1994, глубина – 9 100 м. Проектная глубина – 10 км. Научное бурение.

Бурение скважины состоит из четырех основных процессов:

- Разрушение горной породы на забое;
- Удаление разрушенной породы с забоя через устье скважины на поверхность;
- Закрепление неустойчивых стенок скважины.
- Разобщение пластов.

Строительство скважины состоит из семи этапов:

- Подготовительные работы к монтажу (земляные работы, завоз оборудования);
- Монтаж буровой установки;
- Бурение;
- Крепление;
- Испытание;
- Демонтаж оборудования;
- Рекультивация земельного участка.

В настоящее время строительство скважин на нефть и газ значительно усложнилось, истощение легко извлекаемых запасов нефти и газа на малых глубинах, на территориально доступных месторождениях, заставило искать нестандартные более сложные задачи: это бурение горизонтальных скважин, бурение многозабойных скважин, увеличение глубин скважин, использование сложного оборудования для заканчивания скважин и др.

Существует два промышленных способа бурения скважин на нефть и газ: ударный и вращательный. При ударном бурении порода разрушается ударами специального инструмента –

долота, которое спускают в скважину на стальном канате или на штангах. Разрушенная порода, смешиваясь с находящейся на забое водой, образует буровую грязь. Эту грязь периодически удаляют с забоя специальной желонкой, после чего обсадную колонну специальной «бабой» забивают на глубину выбранной породы.

Недостатком этого способа является:

- Низкая скорость бурения;
- Большая вероятность нефтегазопроявления.

Достоинство способа:

- Очень высокое качество вскрытия продуктивного горизонта.

Поэтому он нашел широкое применение при бурении водозаборных скважин с аномально низким пластовым давлением.

Глава 2. Общие сведения о буровом оборудовании и наземных сооружениях

На Рис. 2.1 представлена буровая установка для вращательного бурения ZJ 70, производства КНР, изготовленная по стандартам API. В комплектацию буровой установки ZJ 70 входит механическое и энергетическое оборудование с цифровым управлением, функция автоподачи инструмента при бурении, механические и энергетические системы торможения, функция сбора информации по процессу бурения, оценка и интеллектуальная обработки информации. На рис. 2.2 представлена буровая установка Уралмаш 15000.

При вращательном бурении породу разрушают долотом, вращающимся на конце колонны бурильных труб, с одновременной циркуляцией промывочной жидкости через долото. Долото приводится во вращение либо на устье скважины ротором, либо забойным двигателем (турбобур, электробур, винтовой двигатель), либо верхним приводом. Для сокращения времени спускоподъемных операций бурильные трубы опускаются и поднимаются «свечами» от двух до четырех труб в свече, длина свечи 25–36 м.

При роторном бурении колонна бурильных труб приводится во вращение ротором, который имеет проходное отверстие, предназначенное для прохождения труб, ротор в свою очередь приводится во вращение силовым агрегатом через трансмиссии. Существует привод бурильной колонны, смонтированный на верхнем конце бурильной колонны. При роторном способе бурения вращающий момент на ведущую трубу, имеющую квадратное сечение, передается при помощи съёмных клиньев.

Разрушенная порода с забоя скважины выносится промывочной жидкостью на дневную поверхность, которая подается с поверхности буровыми насосами. Промывочная жидкость по нагнетательной линии, стояку и буровому шлангу поступает в вертлюг. Затем по рабочей трубе и бурильной колонне она доходит до забоя скважины, проходит через промывочные отверстия в долоте, захватывает выбуренную породу и по кольцевому пространству вместе со шламом поднимается на поверхность. На поверхности промывочная жидкость поступает на блок очистки бурового раствора, где очищается от шлама, дегазируется и поступает в приемные емкости.

Блок очистки состоит из: вибросита, пескоотделителя, илоотделителя, дополнительно может комплектоваться центрифугами грубой и тонкой очистки, дегазатором и сепаратором.

Вертлюг при помощи серьги подвешивают на крюке, который в свою очередь, подвешивают к талевому блоку, либо он может быть одним целым. Крюкоблок подвешен талевым канатом на кронблоке, который находится наверху вышки.

Талевая система (кронблок, крюкоблок, верхний силовой привод, талевый канат) предназначена для спуска, подъема и удержания на весу, вращения колонны бурильных, обсадных труб и НКТ. В процессе бурения долото углубляется в породу на величину квадрата, после чего приподнимают всю колонну, выключают циркуляцию, отворачивают квадрат, спускают его в шурфы и наращивают очередной трубой. После наращивания колонну труб соединяют с квадратом, включают насос и продолжают углубление скважины. В процессе бурения долото изнашивается, для его замены колонну бурильных труб поднимают из скважины, свечи устанавливают внутри буровой за палец, либо вручную, либо автоматом установки свечей. После замены долота, колонну опускают на забой и продолжают бурение. По мере углубления ствол скважины обсаживается трубами, которые цементируются по затрубному пространству тампонажными материалами, путем подачи жидкой тампонажной смеси через спущенные трубы, либо обратной циркуляцией через затрубье.

При бурении раствор, выходя на поверхность по сливному желобу попадает, на вибросито, где очищается от крупного шлама, который сбрасывается в амбар, после чего раствор подается в гидроциклон, где очищается от песка, затем в илоотделитель, дегазатор (действующий за счет создания вакуума), удаляет из раствора газ и воздух. Затем раствор попадает в центрифуги, которые удаляют из раствора излишнюю твердую фазу по степени дисперсности, которая относится к коллоидам.

Объем циркуляционной системы должен быть не менее 2 кратного максимального объема скважины (требования правил НГП). [78] Очищенный раствор забирается из приемных мерников буровыми насосами и подается по манифольду по бурильным трубам в скважину. Циркуляционная система включает в себя также оборудование для приготовления бурового раствора: глиномешалка или гидромешалка, вакуумная гидроворонка, вертикальные емкости для сыпучих материалов.



Рис. 2. 1. Буровая установка ZJ 70 KHP



Рис. 2.2. Буровая установка Уралмаш 15000
Скв. СГ-6 Тюменская

Строительство нефтяных и газовых скважин на современном этапе развития народного хозяйства в связи с большим разнообразием геологических и географических условий требует использования разнообразных технических средств: буровых установок, включающих в свой комплект различные машины и механизмы; технических средств для морского бурения; специальных видов оборудования устья скважин. Правильный выбор буровой установки и комплектация ее, играет большую роль в успехе строительства скважин. Знания и соблюдение правил эксплуатации оборудования, позволит иметь высокое производительное время, снизить вероятность аварий, осложнений, и следовательно, достичь высокую коммерческую скорость бурения.

§ 2. Буровые установки (БУ)

Представляют собой совокупность наземных сооружений и механизмов, силового привода, контрольно-измерительных приборов, вспомогательных грузоподъемных механизмов, средств автоматизации и механизации трудоемких работ. БУ должны соответствовать целям бурения, конструкциям скважин, климатическим, геологическим и географическим условиям. В связи с этими многообразными требованиями БУ можно разделить на три группы: для геологоразведочного бурения на нефть и газ, для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, для сверхглубокого разведочного и эксплуатационного бурения.

Кроме импортных буровых установок (в основном Китайского производства), в настоящее время в России сформировались основные производители буровых установок, это:

ЗАО УРБО (в прошлом Уралмаш) продукция сертифицирована по стандартам API, выпускаемая продукция:

Буровые вышки по конструкции мачтовые и башенные. Мачтовые: А образные, П образные, 4 опорные и с открытой передней гранью.

Кустовые буровые установки, для бурения на нефть и газ, с условной глубиной бурения 3200–6500 м, оснащены электрическим приводом.

Номенклатура кустовых установок: 3900/225 ЭК-БМ, 4200/250 ЭК-БМ, 4500/270 ЭК-БМ, 500/320 ЭК-БМ, 6500/450 ЭК-БМ.

Мобильные буровые установки, для бурения скважин глубиной 200–3200 м. Оснащаются дизельным, дизель-электрическим и электрическим приводом. Характерный признак – модульная компоновка и наличие собственной транспортной базы. Встроенные транспортные устройства позволяют обеспечить перевозку модулей с помощью седельных тягачей и подкатных тележек. Комплекуются насосами НБТ-600 с приводом от двигателей постоянного тока.

Номенклатура мобильных установок: 2500/160 ДП-БМ, 2500/160 ДЭР-П(ЭР-П), 2900/175 ДЭР(ЭП-П), 3200/200 ДЭР.

Стационарные буровые установки, предназначены для бурения скважин на нефть и газ с условной глубиной бурения 4000–8000 м. Оснащены электрическим, дизель – электрическим или дизель – гидравлическим приводом.

Номенклатура стационарных установок: 3200/200 ДГУ-1, 5000/320 ДГУ-1, 6500/500 ДГ, 8000/600 ДЭР.

Кроме того, выпускает лебедки, роторы, системы верхнего привода, вертлюги, крон-блоки, насосы, комплексы АСП и др.

ООО «генерация – Буровое оборудование», выпускаемая продукция:[64]

Кустовые буровые установки, для бурения на нефть и газ, с большим отходом или горизонтального участка, с глубиной скважины до 5000 м., оснащены электрическим приводом. Комплекуются 4 различными типами вышек.

Номенклатура кустовых буровых установок:

- TD-180 DEC, глубина бурения 2900 м.;
- TD-200 DEC, глубина бурения 3200 м.;
- TD-225 DEC, глубина бурения 3900 м.;
- TD-270 DEC, глубина бурения 4500 м.;
- TD-320 DEC, глубина бурения 5000 м.

Мобильные буровые установки для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Выпускаются на самоходном шасси или автомобильном прицепе.

Номенклатура мобильных установок:

- TD80 САА4, глубина бурения 1800 м, ремонта скважин 3100 м, колтюбинг 4800 м.;

- TD100 CAA5, глубина бурения 2300 м, ремонта скважин 4000 м, колтюбинг 5600 м.;
- TD125 CAA6, глубина бурения 2800 м, ремонта скважин 5100 м, колтюбинг 6100 м.;
- TD160 CAA7, глубина бурения 3200 м, ремонта скважин 6700 м, колтюбинг 8700 м.;
- TD180 CAA7, глубина бурения 3500 м, ремонта скважин 7600 м, колтюбинг 10000 м.;
- TD200 CAA7, глубина бурения 4000 м. TD225 CAA-T, глубина бурения 4500 м.

Стационарные буровые установки, предназначены для бурения скважин на нефть и газ с условной глубиной бурения 3200–7200 м. с нагрузкой на крюке от 200 до 450 т. Оснащены электрическим или дизельным приводом. Продукция сертифицирована по стандартам API.

Номенклатура стационарных установок: [64]

- TD-200 DE, быстромонтируемая, глубина бурения 3200 м;
- TD – 225 DE, быстромонтируемая, глубина бурения 3900 м;
- TD-250 DE, глубина бурения 3200 м;
- TD-270 DE, глубина бурения 4500 м;
- TD-320 DE, глубина бурения 5000 м;
- TD-400 DE, глубина бурения 6500 м;
- TD-450 DE, глубина бурения 7200 м.

ООО «Бентек Дриллинг энд Ойлфилд Системс», основана для производства автономных буровых установок HR-5000 грузоподъемность установки 500 т., для кустового бурения и технического обслуживания. ООО «Бентек Дриллинг энд Ойлфилд Системс» является дочерним производственным предприятием “Bentec Drilling & Systems GmbH” (Германия).

Продукция сертифицирована по стандартам API. Номенклатура автономных буровых установок:

4F; API 5CT; API 6A; API 7; API 7–1, API 8C; API 16A.

§ 3. Методы монтажа и транспортировки буровых установок

Место заложения скважины определяется геологическим отделом буровой организации в соответствии с проектом работ. Оформление и отвод земельных участков производится в соответствии с Основами земельного законодательства. Буровые здания и привышечные сооружения размещаются с учетом глубины скважины, типа буровой установки, требований правил охраны труда, а также в зависимости от рельефа, наличия водоемов, времени года и т. п. Выбирая площадку для буровой установки, следует избегать заболоченных участков и глинистых склонов, чтобы предупредить оползни и бездорожье в период дождей. Летом буровую целесообразно размещать на повышенных частях местности, зимой – в местах, защищенных от сильных ветров и снежных заносов. Схема размещения вспомогательных устройств и сооружений должна обеспечивать максимальную экономию времени при бурении и выполнении монтажно-демонтажных работ. Выбирая площадку под буровую установку, следует учитывать, что расстояние от буровой установки до жилых помещений и производственных зданий, линий электропередач, железных и шоссейных дорог, магистральных трубопроводов (на поверхности) должно быть не менее полуторной высоты вышки (мачты). На выравненной и подготовленной площадке монтируют буровую вышку, насосный, силовой блоки и циркуляционную систему. Монтаж вышек и коммуникаций должен осуществляться силами монтажных бригад. Современные буровые установки представляют собой сложные инженерные сооружения, обычно включающие в свой состав буровые сооружения (вышки, основания, мостики и стеллажи для бурильных и обсадных труб); спускоподъемное оборудование (лебедка, кронблок, талевый блок, крюк); оборудование для промывки скважин и очистки раствора от выбуренной породы (буровые насосы или компрессоры, циркуляционные системы сита, пескоилоотделители, устройства по приготовлению буровых растворов и вводу реагентов); оборудование для вращения бурильной колонны (ротатор, вертлюг); силовой привод; средства автоматизации и механизации спускоподъемных операций и подачи долота; противовыбросовое оборудование; контрольно-измерительные приборы. Наличие большого числа элементов, их размеры и массовые характеристики обуславливают сложную проблему транспортирования, монтажа и демонтажа буровых установок. Указанные операции по способу их осуществления могут быть разделены на крупноблочный, мелкоблочный и поагрегатный методы монтажа и демонтажа.

Крупноблочный метод используется для буровых установок, состоящих из отдельных блоков, в которые объединены несколько агрегатов и узлов и являющейся отдельной транспортной монтажной единицей. Эти блоки перевозятся специальными транспортными средствами только по открытой местности (гусеничные тележки). Блок обычно состоит из жестко соединенных между собой цельносваренных металлоконструкций, на которой смонтированы узлы и агрегаты буровой установки. Перевозка таких блоков используется в районах с ровным рельефом, при отсутствии на пути следования промышленных и гражданских сооружений, а также иных препятствий, мешающих транспортировке.

Мелкоблочный, применяется при большой дифференциации блоков, что позволяет перевозить отдельные единицы универсальными транспортными средствами по железной и шоссейной дороге и с помощью воздушного транспорта.

Поагрегатный метод применяется для буровых установок, собираемых из отдельных агрегатов, секций и элементов, которые перевозят обычным транспортом.

§ 4. Оборудование и агрегаты буровой установки

Привышечные сооружения

Привышечные сооружения, это комплекс механизмов, агрегатов и оборудования обеспечивающий функциональность буровой установки, чем совершенствованней и насыщеннее комплекс, тем выше результативность и успех бурения. К привышечным сооружениям относятся: приемные мостки, стеллажи для труб, кран 8 КП-3, силовой блок, насосный блок, циркуляционная система, в которую входит блок очистки, блок приготовления раствора, парк емкостей, блок хранения ГСМ и жидких химических реагентов.

Буровая лебедка и талевая система

Основные параметры буровой лебедки: наибольшая оснастка, длина свечи (м), скорость спуска пустого блока (м/с); мощность на барабане, при максимальной нагрузке, диаметр талевого каната (мм); диаметр шкива талевой системы (мм), скорость подъема крюка при наибольшей оснастке (м/с), число скоростей вращения барабана (Рис. 2.5). [9]

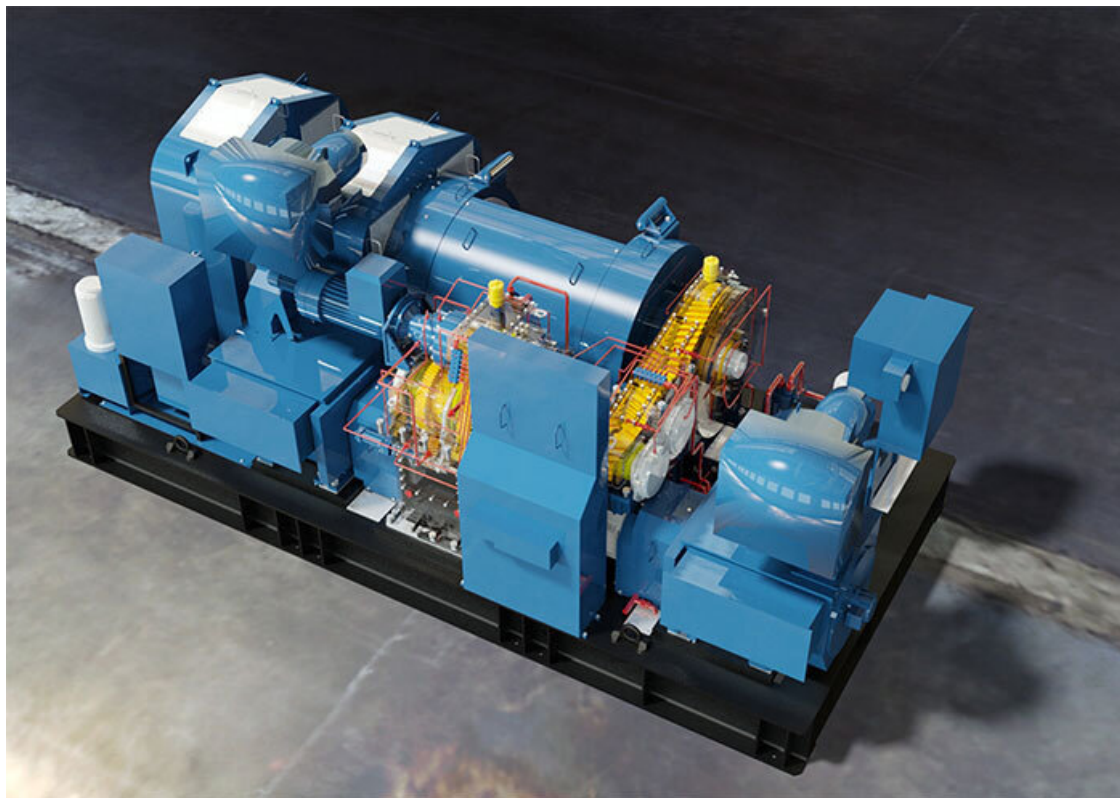


Рис. 2.3. Буровая лебедка

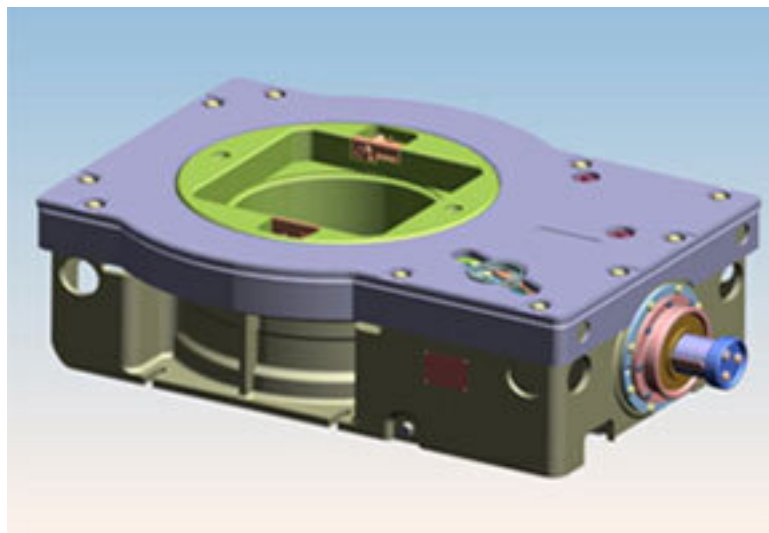


Рис. 2.4. Ротор

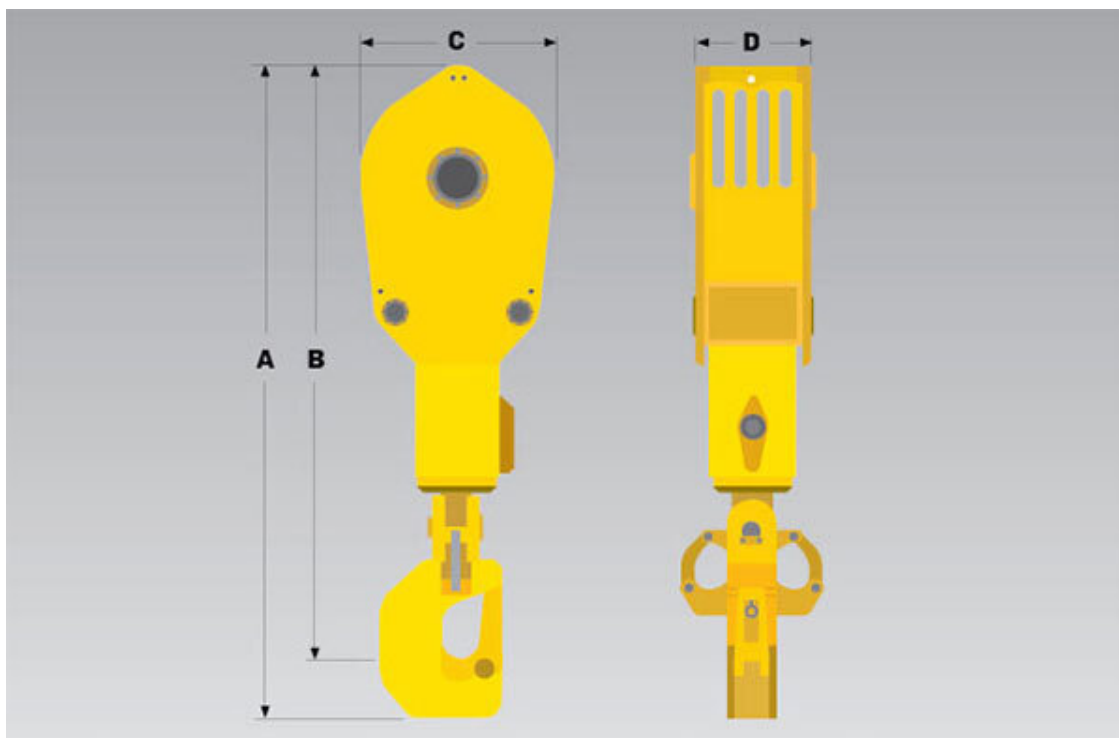


Рис. 2.5. Крюкоблок состоит из талевого блока и крюка

Буровая лебедка для нефтегазовых установок

Назначение: спуско-подъем бурильных и обсадных труб при А-образной вышке – дополнительно, подъем и опускание вышки. В талевую систему входят: кронблок, талевый блок, крюк, механизм крепления «мертвого» конца талевого каната и талевый канат.

Кронблок монтируется на верхней площадке вышки, представляет собой набор шкивов, вращающихся на валу. Главный параметр – статическая грузоподъемность, является одним из элементов бурового полиспаста. [9]

Тальблок и крюк на практике мало применим, в основном применяется крюкоблок. Рис. 2.5.

Щеки талевого блока удлинены и соединяются непосредственно с корпусом крюка при помощи легкоъемных осей. Шкивы тальблока закрыты защитным кожухом. Крюк выполнен из четырех пластин легированной и термообработанной листовой стали высокого качества, соединенных между собой заклепками с потайными головками, зев крюка защищен подушкой из литой стали. Главный параметр статическая грузоподъемность. Крюкоблок в процессе бурения воспринимает крутящий момент от вертлюга.

Ротор служит для удержания колонны на весу и вращения колонны бурильных труб. Главный параметр – статическая грузоподъемность. Рис. 2.4.

Вертлюг при вращении бурильной колонны ротором, надежно удерживает в зеве крюка серьгу вертлюга, при СПО надежно удерживает штроп, обеспечивает легкость манипуляции в процессе захвата и освобождения свечей. Рис. 2.6.



Рис. 2. 6. Вертлюг

Вертлюг относится к оборудованию для вращения бурильной колонны. Представляет собой промежуточное звено между вращающимся бурильным инструментом и нагнетательной линией циркуляционной системы через шланговое соединение от нагнетательной линии буровых насосов. В комплексе с ведущей трубой, обеспечивает свободное вращение колонн бурильных труб. Главный параметр – статическая грузоподъемность. В настоящее время в практике

бурения применяется верхний привод бурильной колонны, позволяющий приводить во вращение бурильную колонну без участия ротора при промывке

§ 5. Механизмы и инструменты для спускоподъемных операций

Буровой ключ автоматический АКБ-3М2 предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб в процессе спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин. Диапазон работы ключа 108–216 мм, число оборотов 84–80 об/мин; максимальный крутящий момент 5000 кг*м, при ударе 8000 кг/м; привод – пневматический, управление – дистанционное. Является механизмом повышенной опасности, поэтому требования к технике безопасности при работе с ключом ужесточены, значительно сокращает ресурс бурильных труб из-за износа замков сухарями АКБ. Гидравлические ключи, выпускаемые за рубежом. TSK, FARR и др. Выгодно отличаются от отечественных, своими характеристиками. Предназначены в основном для свинчивания обсадных труб.

Пневматический клиновой захват ПКР-560

ПКР-560 предназначен для механизированного захвата и освобождения бурильных и обсадных труб при спускоподъемных операциях в процессе бурения нефтяных и газовых скважин, рассчитан для работы на буровых установках БУ-125, БУ-160, БУ-200, с роторами У7–560–6, Р-560–Ш8 и Р-560. Управление дистанционное, пневмопривод. Диапазон работы захвата 73–168 мм, грузоподъемность – 320 т. ПКРО-560 имеет диапазон захвата 194–324 мм

Комплексы механизмов АСП для буровых установок

Комплекс механизмов АСП предназначен для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин. Благодаря их применению сокращается время спускоподъемных операций, по сравнению с ручной расстановкой в среднем на 30–40 % и механизмируются вспомогательные операции. Комплекс рассчитан на работу в комплекте с автоматическим стационарным буровым ключом типа АКБ, пневматическими клиньями типа ПКР и специальной талевой системой. Он позволяет использовать трубы диаметром от 89 до 146 мм и замки всех типов отечественного производства, а также большинство типоразмеров бурильных труб по стандарту API, принятому в США, может работать и с утяжеленными бурильными трубами до 178 мм. [9]

В состав АСП входит: автоматический элеватор, механизм захвата свечи, механизм подъема свечи, механизм расстановки свечи, подсвечники и магазины, подвижный центратор, пульт управления.

Автоматический элеватор – подвешен к талевому блоку и предназначен для подхвата и освобождения колонны бурильных труб вовремя СПО.

Механизм захвата свечи – состоит из захватного устройства и каретки, которая крепится к скобе стрелы механизма расстановки свечей. Захват и освобождение свечи происходит автоматически: захват при включении механизма подъема с пульта управления, а освобождение только после установки свечи на опору.

Механизм подъема свечи (МПС) – блок цилиндров двойного действия служит для подъема и спуска механизма захвата со свечой при переносе ее с центра скважины и обратно, МПС устанавливается на вышке и соединяется с механизмом захвата стальным канатом через обводные блоки.

Механизм расстановки свечей – переносит отвинченную свечу с центра скважины на подсвечник и обратно. Привод-электродвигатель.

Подсвечник – предназначен для установки свечей при подъеме бурильной колонны.

Подвижный центратор – удерживает верхний конец свечи в центре скважины при свинчивании и развинчивании. Центрирует талевый блок при движении. Перемещается по направляющим канатам.

Пульт управления – установлен на площадке для обслуживания подсвечника. Имеет сиденье для оператора с обогревом.

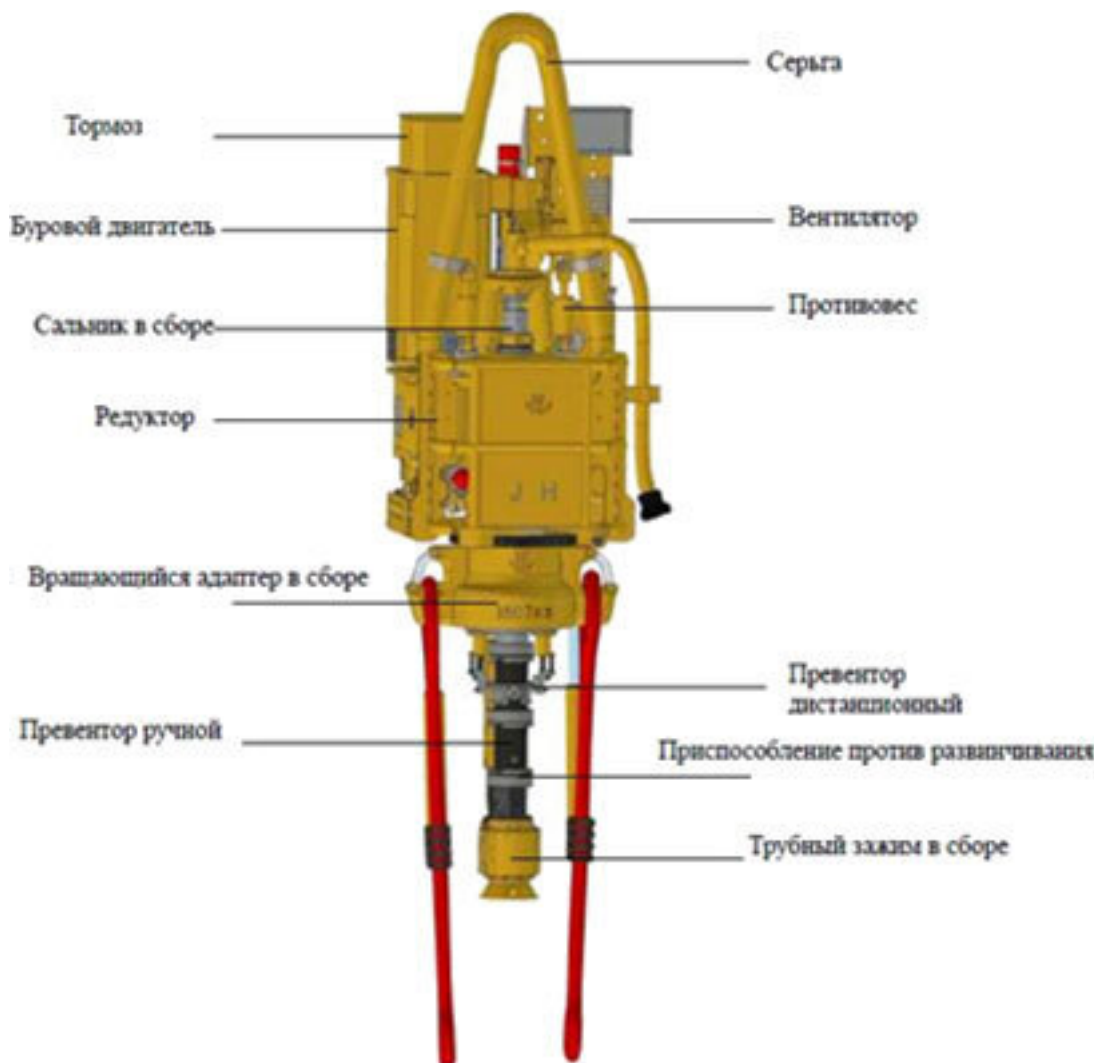


Рис. 2.7. Верхний силовой привод

Верхний привод буровой установки

Верхний привод буровой установки предназначен для вращения бурильной колонны с одновременной промывкой, разработан взамен ротору. Рис. 2.7. Подвижная часть системы верхнего привода состоит из вертлюга-редуктора, подвешенного на штропах на траверсе талевого блока. На верхней крышке вертлюга-редуктора предусмотрен взрывозащищенный электродвигатель постоянного тока. Один конец вала электродвигателя посредством эластичной муфты присоединен к быстроходному валу редуктора. На противоположном Рис. 2.9 Общий вид СВП модели LQ50BQ-JH конце – диско-колодочный тормоз. К корпусу вертлюга-редуктора крепится рама, через неё блоком роликов передается крутящий момент на направляющие

и с них – на вышку. Между талевым блоком и вертлюгом-редуктором установлена система разгрузки резьбы, она обеспечивает автоматический вывод резьбовой части ниппеля замка буровой трубы из муфты при развинчивании и ход ниппеля при свинчивании замка. Повреждение резьбы при этом исключается. Трубный манипулятор под действием зубчатой пары с приводом от гидромотора может поворачивать элеватор в любую необходимую сторону: на мостки, на шурф для наращивания и т. д. Трубный зажим нужен для захвата и удержания от вращения верхней муфты трубы во время свинчивания/развинчивания с ней ствола вертлюга. Между ниппелем и стволом вертлюга накручен ручной шаровой кран для неоперативного перекрытия внутреннего отверстия ствола вертлюга. Для оперативного перекрытия отверстия ствола вертлюга перед отводом установлен внутренний превентор (двойной шаровой кран), который также служит для удержания остатков промывочной жидкости после отвинчивания буровой колонны. Вертлюжная головка служит для передачи рабочей жидкости с невращающейся части СВП на вращающуюся часть и позволяет не отсоединять гидравлические линии, когда трубный манипулятор вращается с буровой колонной при бурении, при проработке скважины или позиционировании механизма отклонения штопов элеватора.

Система отклонения штопов предназначена для отвода/подвода элеватора к центру скважины. Система отклонения штопов представляет собой штопы, подвешенные на боковых рогах траверсы. К штопам крепятся гидроцилиндры отклонения штопов. [95]

Основной функцией верхнего силового привода является – вращение буровой колонны с регулированием частоты при бурении, проработке и расширении ствола скважины, при подъеме/спуске буровой колонны. Кроме того, он обеспечивает:

- a. Торможение буровой колонны и её удержание в заданном положении.
- b. Обеспечение проведения спускоподъемных операций в том числе:
- c. Наращивание/разборка буровой колонны свечами и одиночными трубами;
- d. Свинчивание/развинчивание буровых труб, докрепление/раскрепление резьбовых соединений переводников и шаровых кранов;
- e. Подача буровых труб к стволу/удаление от ствола вертлюг. Проведение операций по спуску обсадных колонн в скважину.
- f. Промывка скважины и одновременное проворачивание буровой колонны.
- g. Задание и обеспечение величин крутящего момента и частоты вращения, их измерение и вывод показаний на дисплей шкафа управления, выносной дисплей, пульт управления и на станцию геолого-технических исследований.
- h. Дистанционное управление.
- i. Герметизация внутритрубного пространства шаровыми кранами.

Преимущества СВП – экономия времени в процессе наращивания труб при бурении, кроме того:

- Уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента;
- Расширение/проработка ствола скважины при спуске и подъеме инструмента;
- Повышение точности проводки скважин при направленном бурении;
- Повышение безопасности буровой бригады;
- Снижение вероятности выброса флюида из скважины через буровую колонну;
- Облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки;
- Повышение качества керна.

Согласно требований правил в НГДП, буровые установки должны оснащаться верхним приводом при: [25]

1. Бурении скважин с глубины более 4500 м;
2. Вскрытии пластов с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сероводорода свыше 6 (объемных) процентов;
3. Наборе угла с радиусом кривизны менее 30 м в наклонно-направленных скважинах;

4. Бурении горизонтального участка ствола скважины длиной более 300 м в скважинах глубиной по вертикали более 3000 м.

Верхний силовой привод должен быть совместим со средствами механизации спуско-подъемных операций. Управление исполнительными механизмами и приводом силового блока должно осуществляться с пульта управления, расположенного компактно с пультами управления другим оборудованием буровой установки (лебедкой, автоматическим ключом и др.). Элементы верхнего привода (направляющие балки, модуль исполнительных механизмов и т. д.) не должны создавать помех для ведения других технологических операций. Грузоподъемность верхнего привода должна соответствовать грузоподъемности буровой установки. Конструкция верхнего привода должна предусматривать наличие системы противоблочной арматуры, датчиков положения исполнительных механизмов, скорости вращения ствовой части и момента вращения. Технические характеристики верхнего привода ИПВЭ-250 приведены в таблице 2.

Таблица 2. Технические характеристики верхнего привода ИПВЭ-250

Максимальная грузоподъемность, кН	2500
Максимальное рабочее давление шаровых задвижек системы ПФА, МПа	35
Диапазон регулирования ствовой части, %	0...100
Тип регулирования	Бесступенчатое регулирование электродвигателем
Условный проход ствовой части и шаровых задвижек системы ПФА, мм	76
Присоединительная резьба ствовой части рабочего переводника	3-147
Диаметры буровых труб	89, 102, 114, 127, и УБТ-146, 178
Тип электродвигателя	Электродвигатель постоянного тока регулируемый

Машинные ключи

Предназначены для свинчивания и развинчивания буровых, обсадных, насосно-компрессорных труб и штанг.

- Машинные ключи подвешиваются горизонтально на стальных канатах диаметром не менее 12,8 мм, и оборудуются контргрузами для легкости регулирования высоты, либо пневмоцилиндрами.

- Машинный ключ, кроме рабочего каната, оснащается страховым канатом диаметром не менее 18 мм, который одним концом крепится к корпусу ключа, а другим – к основанию вышки. Страховой канат должен быть длиннее рабочего на 5–10 см. Машинные ключи должны проходить периодическую проверку методами дефектоскопии.

Таблица 3. Техническая характеристика подвесных машинных ключей

Шифр	БУ 73-89	КГП	КМБ 108-212	УМК 1С
Диаметр труб, мм	73-89	73-108	108-212	108-212
Длина, мм	1250	1370	1560	1590
Ширина, мм	360	700	590	570
Высота, мм	860	560	1040	1120
Момент свинчивания, кН*м	30,5	30,0	80,0	65,0
Масса, кг	74	300	225	147

На практике для спуска обсадных колонн используют УМК-1, с добавочным шарниром.

Для насосно-компрессорных труб в основном используются ключи КТГУ. Им пользуются как при ручной работе, так и при помощи механизмов АПР 2ВБ и др.

На практике, на износ сменных элементов ключа, кроме сухарей, мало обращают внимания. За счет частого приложения значительных усилий, сменные элементы ключа имеют остаточную деформацию (удлиняются), и при работе ключа проскальзывают на замке трубы. Использование лома для фиксации ключа на замке трубы, часто приводит к травмам и смертельным случаям персонала буровой бригады.

Ключи шарнирные для бурильных геологоразведочных труб выпускаются для труб диаметром от 33,5 мм до 63,5 мм. Ключи шарнирные для труб нефтяного сортамента выпускаются размерами от 34,5 мм до 243 мм.

Штропы

Штропы – предназначены для подвески элеватора на крюк талевой системы. Конструктивно это замкнутая стальная петля овальной формы, сильно вытянутая по оси. Изготавливаются цельнокатаными и сварными. Штропы различают:

- Буровые нормальные ШБН;
- Буровые укороченные ШБУ;
- Эксплуатационные ШЭ.

Выпускаются грузоподъемностью от 10 до 320 т.

Элеваторы

Элеватор предназначен для захвата колонны труб под муфту, либо под хомут при отсутствии муфты, либо под проточку (УБТ).

При бурении нефтяных и газовых скважин применяют двухштропные элеваторы. Корпус элеватора выполняется литым или кованым. Элеваторы могут быть как для бурильных так и для обсадных труб. Выпускаются диаметрами от 60 мм до 478 мм. Грузоподъемность до 320 т. Для спуска и подъема УБТ, при отсутствии проточки на теле УБТ применяют специальные клинья. Однако, высокая аварийность с ручными клиньями, ограничивает их применение.

§ 6. Буровые насосы, механизмы очистки раствора

Буровые насосы предназначены для промывки скважины (Рис. 2.8.) [9] В настоящее время промышленностью выпускаются насосы двухцилиндровые и трехцилиндровые поршневые и плунжерные, быстроходные одностороннего действия. Способны производить промывку скважины при высоких давлениях в широком диапазоне подачи.

Забор бурового раствора производится из мерных емкостей циркуляционной системы, может подаваться посредством подпорного насоса. Далее насос, рис 2.8. под давлением подает раствор через систему трубопроводов высокого давления – манифольдов в колонну бурильных труб. Рабочее давление создаваемое буровыми насосами может варьироваться до 30 МПа в зависимости от диаметра подобранных поршней и оборотов насоса. Приводится буровой насос от двигателя внутреннего сгорания через понижающий редуктор, или от электродвигателя.

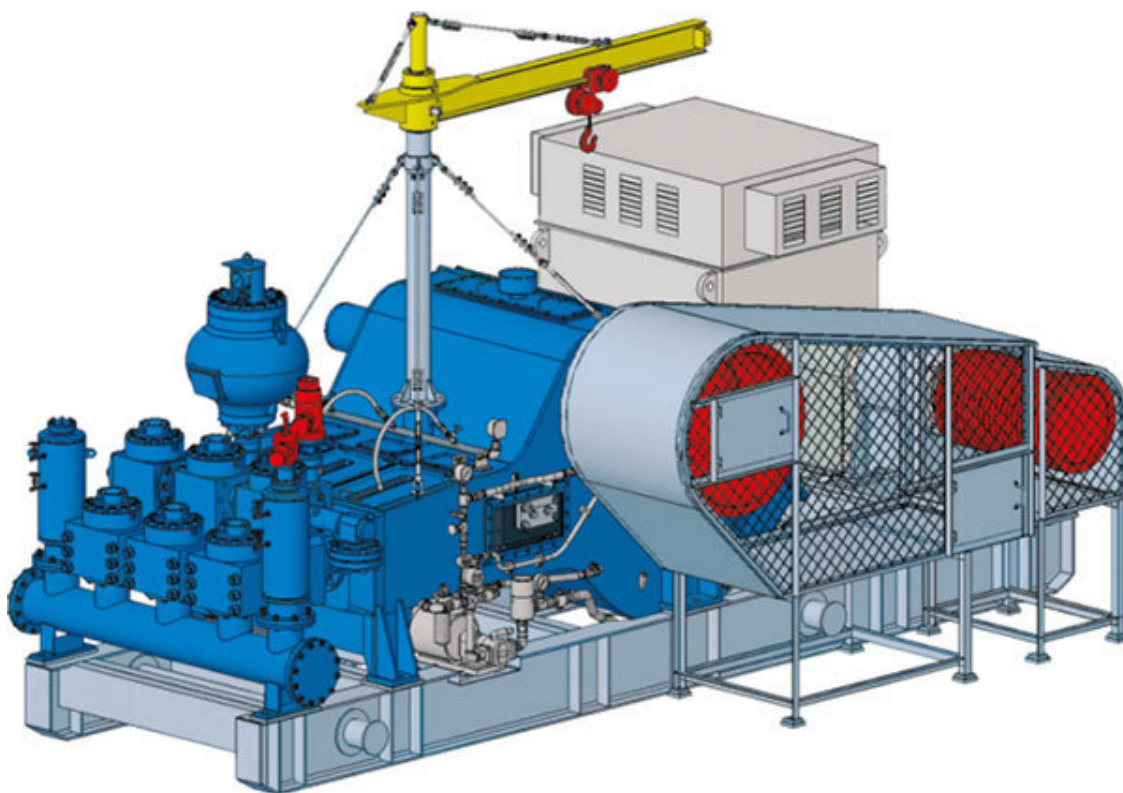


Рис. 2.8. Буровой насос

Буровой насос состоит из:

- Механическая часть;
- Гидравлический блок;
- Основание насоса;
- Всасывающий коллектор;
- Выкидной фланец;
- Компенсатор;
- Предохранительный узел;
- Приводное колесо;
- Система омыва (охлаждения) штоков.

Механическая часть состоит из корпуса, в котором установлен коленвал с зубчатыми шестернями. На шатунных шейках коленвала установлены шатуны. Поступательное движе-

ние от шатунов передается к ползунам (крейцкопфам). К крейцкопфу крепится полушток, а к полуштоку – шток поршня. Гидравлическая часть представляет собой два или три (в зависимости от вида насоса) гидравлических блока, каждый гидравлический блок состоит из металлической отливки с каналами для бурового раствора, имеет всасывающую и выкидную полость с соответствующими клапанами и поршень смонтирован на штоке. Всасывающий коллектор представляет собой трубопровод, через который происходит засасывание бурового раствора поршнем через всасывающие клапана. К выкидному фланцу подсоединяется манифольд. Компенсатор служит для сглаживания пульсации давления в выкидном коллекторе, которое получается в результате поочередной работы поршней. Компенсатор имеет внутри резиновый баллон заполненный инертным газом (азотом) под давлением от 2 до 5 Мпа. Предохранительный узел представляет собой металлический корпус с установленным внутри предохранительным клапаном отрегулированным на определенное давление срабатывания. Служит для сброса бурового раствора в мерные емкости при аварийном повышении давления.

Система омыва штоков представляет собой следующее: насос приводимый электродвигателем забирает жидкость (масло или воду) из специальной емкости установленной под буровым насосом и подает её на движущиеся штока поршней, жидкость омывая штока и одновременно охлаждая их сливается обратно в емкость, цикл повторяется. [9]

Главный параметр насоса – мощность.

$$N_{\Gamma} = P \cdot Q / 7,5 \text{ л. с (2.1)}$$

Где:

P-давление развиваемое насосом, кг/см²;

Q-расход жидкости, л/с;

Буровой раствор, выполняя одну из своих основных функций – вынос шлама и очистку забоя, раствор при этом загрязняется, теряя свои заданные свойства, удовлетворяющие условиям бурения скважины:

- Меняется плотность бурового раствора;
- Ухудшаются фильтрационные свойства;
- Изменяются реологические константы раствора.

Без восстановления заданных свойств раствора дальнейшее безаварийное углубления скважины невозможно. Химическая обработка такого раствора неэффективна. Для восстановления свойств бурового раствора в циркуляционной системе имеются механизмы и устройства для: очистки бурового раствора – вибросита, Рис 2.8, это первая ступень очистки, удаляет 10–20 % шлама размером более 75–100 мкм. Очистная и пропускная способность вибросита определяется площадью ситовой поверхности, размером ячейки ситовой кассеты и виброускорением. Прямоугольное вибросито предназначено для очистки бурового раствора от частиц выбуренных пород при бурении нефтяных, газовых и других скважин, и эффективно удаляет шлам из системы циркуляции.



Рис. 2.8. Вибросито

Песко и илоотделители, центрифуги

Постоянное накопление шлама в растворе ведет к увеличению плотности и высокому содержанию твердой фазы. Абразивные частицы, находясь в растворе при циркуляции, ведут к износу оборудования. Высокое содержание твердой фазы уменьшает механическую скорость бурения, а высокая плотность может привести к интенсивным поглощениям бурового раствора, что может привести к аварии. Для регулирования содержания твердой фазы и уменьшения плотности бурового раствора можно использовать следующие способы:

- Разбавление раствора водой;
- Замещение части бурового раствора более легким
- Осаждение частиц шлама в отстойниках очистка с помощью механических средств.

На практике обычно используют комбинацию из нескольких способов. Наиболее эффективным является способ очистки буровых растворов с помощью механических средств. [9] Он позволяет снизить влияние выбуренной породы на свойства раствора и как следствие сохранить его качество. Для этого применяют ряд механических средств, позволяющих сократить время взаимодействия и количество частиц в буровом растворе. Эти установки условно можно разделить по глубине очистки раствора от выбуренной породы, т. е. по размеру частиц удаляемых на конкретной установке. Средства тонкой очистки представлены более широким спектром механических средств: сито-гидроциклонные сепараторы, песко и илоотделители, деканторные центрифуги и т. п. Деление гидроциклонных сепараторов производится условно по диаметру внутренней цилиндрической части гидроциклона и по способности отделения частиц на пескоотделители и илоотделители. Центрифуги делятся на прямоточные и противоточные (характер движения жидкости внутри барабана), по отношению диаметра барабана к его длине, по скорости вращения барабана (высокоскоростные и низкоскоростные). Набор средств для очистки бурового раствора подбирается исходя из условий бурения и поставленных задач.

Порядок прохождения раствора по установкам определяет схему циркуляции раствора и ступенчатость системы. Гидравлическая очистка промывочных жидкостей от шлама осуществляется в гидроциклонах и центрифугах. В основу гидроциклонного разделения твердых частиц и жидкости заложен принцип использования центробежных сил, возникающих в аппарате при прокачке через него жидкости. Гидроциклон (рис. 2.9.) представляет собой корпус 1, состоящий из верхней короткой цилиндрической части и нижней удлиненной конусной части. Из внутренней полости сосуда через верхнюю крышку выводится выходной патрубок 3. Конус заканчивается внизу выпускным каналом с песковой насадкой 4. Жидкость со взвешенными в ней твердыми частицами через сужающийся входной патрубок 2 с некоторым перепадом давления тангенциально вводится во внутреннюю цилиндрическую полость гидроциклона и приобретает вихревое движение. Под действием центробежных сил более крупные и тяжелые частички породы отбрасываются к стенкам гидроциклона и в результате сложного взаимодействия тангенциальных, радиальных и осевых сил сползают в нижнюю коническую часть аппарата. Здесь в первый момент работы аппарата накапливается некоторая часть песка до образования так называемой шламовой «постели», играющей роль гидравлического затвора на выходе гидроциклона. После образования «постели» вновь поступающий песок с частью жидкости сбрасывается через песковую насадку 4. Очищенная жидкость по внутреннему спиральному потоку поднимается через выходной патрубок 3. Окружная скорость v вращательного движения жидкости в гидроциклоне приблизительно определяется выражением: $v = A/R$, где A – постоянная величина для данного гидроциклона, R – расстояние от оси гидроциклона. [9]

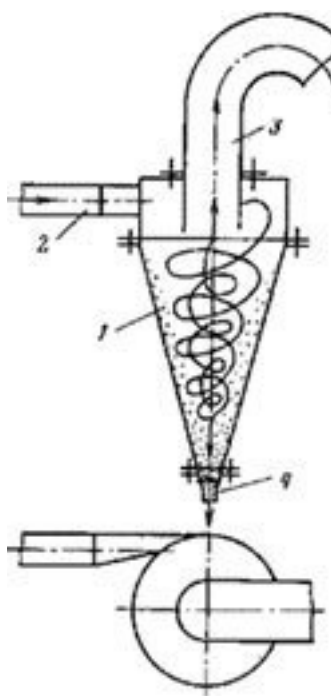


Рис. 2.9. Схема гидроциклона

- 1 – корпус;
- 2 – входной патрубок;
- 3 – выходной патрубок;
- 4 – песковая насадка.

Пескоотделители: Пескоотделители являются гидроциклонными сепараторами твердых частиц удаляющими частицы размером более 74 мкм, т. е. песок (абразивные частицы). Название «пескоотделитель» говорит само за себя: этот тип оборудования удаляет твердые

частицы «песчаного» размера из буровых растворов. Для того чтобы производить более эффективное удаление твердых абразивных частиц, после вибросита обязательно устанавливают пескоотделитель.

Илоотделители: Илоотделители являются гидроциклонными сепараторами твердых частиц и удаляющие ил из бурового раствора. В зависимости от диаметра циклона зависит и тонкость очистки бурового раствора.

Центрифуга: Декантирующая центрифуга имеет цилиндрический конусообразный барабан (см рис. 2.10.) относительно большим соотношением длины и диаметра. Особенностью конструкции является встроенный внутри барабана шнековый конвейер, предназначенный для постоянной выгрузки отсепарированной твердой фазы. Скорость вращения барабана колеблется в пределах от 1000 до 4000 оборотов в минуту, позволяющая развивать силу «д» от 500 до 4000. Технологическая жидкость 3 подается в цилиндрическую секцию, где она образует слой вокруг стенок. Толщина этого слоя зависит от расположенных в концевой части порогов, через которые осветленная жидкость сливается под действием центробежной силы. Твердые частицы, как более тяжелые, собираются у стенки барабана и откуда они непрерывно выводятся с помощью шнекового конвейера и поднимаются вверх по конической части – намыву (пляжу) – и далее наружу через выгрузные отверстия 5, расположенные в суженной части конуса барабана.



Рис. 2.10. Декантирующая центрифуга

Технические характеристики оборудования для очистки бурового раствора отечественного производства. Для химической обработки бурового раствора и приготовления раствора в циркуляционной системе предусмотрены механизмы и оборудование для быстрого приготовления раствора – глиномешалки, гидроворонки, дозировочные емкости для ввода жидких реагентов. Кроме того, циркуляционная система позволяет иметь необходимое количество раствора, заданных свойств, для обеспечения предупреждения и ликвидации нефтегазопроявлений и фонтанов.

Дегазаторы Служат для удаление воздуха, газа из раствора, [9]. Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию. Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения. Оптимизированные программы бурения требуют, чтобы на долоте срабатывалось до 65–70 % гидравлической мощности. Но снижение объемного коэффициента полезного действия насоса в результате газирования бурового раствора влечет за собой существенное уменьшение подачи насосов. Газ из пласта попадает в буровой раствор в результате отрицательного дифференциального давления между скважиной и пластом либо

вследствие высокой скорости бурения, когда пластовый газ не успевает оттесниться фильтратом от забоя и стенок скважины и попадает в поток раствора вместе с выбуренной породой. Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора. Пузырьки газа, которые не извлекаются из бурового раствора при перепаде давления между ними и атмосферой, оказываются вовлеченными в буровой раствор, и для их удаления требуется дополнительная энергия. Полнота дегазации бурового раствора зависит от его плотности, количества твердой фазы, вязкости и прочности структуры. Существенную роль играют также поверхностное натяжение жидкости, размер пузырьков и силы взаимного притяжения. В связи с высоким поверхностным натяжением трудно поддаются дегазации буровые растворы на углеводородной основе, а также растворы, содержащие в качестве регулятора водоотдачи крахмал. Некоторые углеводороды, проникая из пласта в буровой раствор при повышенных температуре и давлении, остаются в жидком состоянии. Попадая в другие термодинамические условия, например в поверхностную циркуляционную систему, они превращаются в газ и заметно изменяют технологические свойства бурового раствора. Некоторые газы при повышенных температуре и давлении проникают в межмолекулярную структуру бурового раствора и вызывают едва заметное увеличение его объема. Наиболее опасны в этом отношении растворы на углеводородной основе, в которые может проникать большое количество пластового газа. Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его реологические свойства – по мере газирования раствор становится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно. Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию. Обнаружить вовлеченный таким способом в буровой раствор природный газ очень трудно. Растворы, газированные сероводородом, создают особые трудности при дегазации:

- Система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород – опасный яд;
- Сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);
- Сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;
- Сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора. Газ, проникший в молекулярную структуру раствора, извлечь значительно труднее. Для этого требуется не только затратить некоторую энергию, но и часто необходимо применять понизители вязкости и поверхностного натяжения, если используется недостаточно совершенная система дегазации. Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине): Газожидкостный поток из скважины, дойдя до вращающегося превентора, через регулируемый штуцер и герметичные манифольды

поступает в газовый сепаратор, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата-дегазатора. Окончательная дегазация происходит в промежуточных емкостях циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей. Газовый сепаратор (рис. 2.11), используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.



Рис. 2.11. Сепаратор СРБ-2

Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу в полость газового сепаратора, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу на факел. Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газосепаратора, откуда он подается по линии для очистки от шлама на вибросито. Современные газовые сепараторы, имеющие вместимость 1–4 м³, рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной системы. Они оборудуются предохранительным клапаном, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа и эжекторным устройством для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама. В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по величине давления в камере – на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру – на гравитационные, эжекционные и центробежные. При центробежной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы. Наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике получили вакуумные дегазаторы с эжекционной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычно центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности «запираться» газовыми пробками. Степень вакуума в камере дегазаторов – наиболее важный технологический фактор дегазации и определяется не только разрежением в камере эжектора и техническими возможностями вакуум-насоса, но и, прежде всего, высотой всасывающей линии. Она должна быть такой, чтобы в камере дегазатора обеспечивался вакуум 0,03 МПа. Другим важным фактором, влияющим на глубину дегазации бурового раствора в дегазаторе, является длительность нахождения раствора в камере. Чем выше скорость циркуляции раствора в камере дегазатора, тем меньше времени раствор находится в ней и, следовательно, хуже дегазируется. Для улучшения дегазации необходимо уменьшать скорость циркуляции бурового раствора. Так, при циркуляции 24 л/с дегазация каждой порции раствора в аппаратах вакуумного типа будет длиться 25 с, а при 48 л/с – около 12 с. практически полная дегазация бурового раствора в аппаратах вакуумного типа происходит за 10–20 с. [9] Обычно с помощью газового сепаратора удается выделять из бурового раствора десятки кубических метров газа в минуту. Дегазатор – технологическая установка для дегазации бурового раствора, выполняющая следующие функции:

1. Восстановление удельного веса буровых промывочных растворов после их грубой очистки от выбуренной породы;
2. Выделение из бурового раствора попутных газов и направление их в газовоздушную линию использования либо в качестве первой ступени очистки раствора от газа, либо в качестве второй ступени после газового сепаратора (в случае метода бурения при равновесном и несбалансированном давлении в скважине).



Рис. 2. 12. Дегазатор ДВС-3

В конструктивном и технологическом плане дегазаторы делятся на:

- Вакуумные
- Центробежно-вакуумные
- Атмосферные

Дегазаторы вакуумного типа по механизму работы делятся на дегазаторы Циклического и Непрерывного действия [9]

1.1. Вакуумные дегазаторы циклического действия представляют собой автоматизированные установки, в основе которых двухкамерная герметичная ёмкость. Камеры включаются последовательно при запуске золотникового устройства; Таким образом, производительность по раствору достигает 25–60 л/с. Дегазаторы вакуумного типа с механизмом непрерывного действия представлены горизонтальными цилиндрическими ёмкостями с наклонными пластинами, расположенными в верхних частях этих ёмкостей.

Механизм работы: буровой раствор аэрируется, под действием вакуума поступает в камеру и там дегазируется, образуя тонкий слой на пластинах цилиндрических ёмкостей.

2.2. В основе дегазатора центробежно-вакуумного типа – цилиндрический вертикальный корпус. Дегазируемый буровой раствор разбрызгивается на стенки этого корпуса (раствор поступает в подводящий трубопровод под действием вакуума). Производительность этого механизма доходит до 50,5 л/с;

3.3. В атмосферном дегазаторе буровой раствор выделяется радиально на стенки цилиндрической вертикальной камеры.

В результате удара и распыления выделившийся газ уходит в атмосферу либо отсасывается воздуходувкой. Атмосферным механизмом производительность дегазатора может доходить до 38 л/с; Среди вакуумных дегазаторов наибольшее применение находит Дегазатор нефтегазовый самовсасывающий ДВС-3.

В результате на вторую ступень дегазации – в дегазатор – поступает буровой раствор с содержанием газа не более 20 %. Некоторые типы вакуумных дегазаторов обеспечивают скорость извлечения газа 0,1–0,25 м³/мин, пропуская буровой раствор объемом 1–3 м³/мин. В худшем случае остаточное содержание газа в буровом растворе после обработки в дегазаторе не превышает 2 %. Типичным представителем дегазаторов вакуумного типа, используемых в отечественном бурении, является дегазатор типа ДВС рис. 2.15. Вакуумный дегазатор представляет собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора по раствору достигает 45 л/с, остаточное газосодержание в растворе после обработки не превышает 2 %. Привод вакуумного насоса осуществляется от электродвигателя мощностью 22 кВт. Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса, внутри которого с высокой частотой вращается вал с ротором, подобным рабочему колесу центробежного насоса с загнутыми назад лопатками. Поступающий в ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри корпуса и дегазируется. Дегазированный раствор перекачивается обратно в ЦС с помощью осевого насоса, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором по отводным каналам наружу. [9] Центробежно-вакуумный аппарат типа ЦВА обеспечивает не только эффективную дегазацию буровых растворов, но и интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов. В используемых в зарубежной практике атмосферных аппаратах дегазация бурового раствора происходит в результате турбулизации тонкого плоского потока. Обычно раствор в дегазатор такого типа поступает при подаче насоса примерно 35 л/с, чтобы скорость течения на входе в дегазатор составляла примерно 1 м/с. В камере дегазатора имеется система наклонных плоских перегородок, по которым стекает, периодически завихряясь, буровой раствор. Толщина слоя раствора на перегородках 10–15 мм, а длина пути раствора 3,5 м. Дегазаторы такого типа недостаточно эффективны при использовании растворов с повышенными значениями плотности, вязкости и СНС. Исследования показали, что даже при многократной дегазации таких растворов полного удаления газа из раствора достичь не удается. Отечественной промышленностью широко используется вакуумный дегазатор ДВС. Есть случаи, когда раствор из скважины выходит газированный, но это не работа пласта и утяжеление раствора приводит к поглощению промывочной жидкости с последующим газопроявлением. В этом случае решением может быть использование вышеперечисленных средств дегазации раствора (скважины на газовом месторождении Адамташ в Узбекистане).

Циркуляционная система буровой установки

Циркуляционная система буровой установки предназначена для приготовления, очистки, хранения бурового раствора, регулирования свойств и циркуляции бурового раствора, обеспечивающей вынос выбуренной породы и подведение мощности к забойному двигателю и долоту. Наземная часть циркуляционной системы может быть разбита на подсистему нагнетания и регулирования подачи бурового раствора, и подсистему приготовления, утяжеления, очистки, регенерации и регулирования свойств бурового раствора и глушение скважины при ГНВП. Многократная замкнутая циркуляция дает значительную экономическую выгоду благодаря сокращению расхода химических компонентов и других ценных материалов, входящих в состав буровых растворов. Важно также отметить, что замкнутая циркуляция предотвращает загрязнение окружающей среды стоками бурового раствора, содержащего химически агрессивные и токсичные компоненты.

Циркуляционная система буровой установки играет первостепенную роль в борьбе с проявлениями. Емкостной парк, насосы и вертлюги должны соответствовать номинальной глубине бурящейся скважины. При отсутствии или поломке дегазатора для удаления газа из буро-

вого раствора требуются достаточная площадь свободной поверхности бурового раствора в емкостях и система перемешивания для всего раствора. Необходимо иметь мощные мешалки в емкостях – механические, пропеллерного типа, по 2 в каждой ёмкости, производительное оборудование для приготовления раствора. Правильность выбора схемы и комплекта оборудования циркуляционной системы, качество монтажа (герметичность системы, исправность оборудования, соблюдение необходимых уклонов желобов, устройство ограждений, размещение датчиков) значительно влияет на величину производительного времени, качество и скорость обработки и утяжеления раствора. Недооценка значимости этого требования, негативно сказывается на сроках и качестве строительства скважины. Основные составные узлы ЦС:

- Блок очистки;
- Промежуточные и приемные емкости;
- Блоки приготовления и утяжеления буровых растворов и химреагентов;
- Желобная система;
- Насосный коллектор;
- Энергомодуль;
- Укрытие;
- Перемешиватели раствора (предпочтительны механические);
- Механизмы приготовления (гидромешалки, фрезерно струйные мельницы, гидроворонки – предпочтительны из-за высокой производительности);
- Доливная емкость;
- Ленточный транспортер;
- Шнековый транспортер;
- Кран-балка для перемещения контейнеров с сыпучими материалами.

Помещения циркуляционной системы оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией. В районах Крайнего Севера, емкости для раствора оборудуются системой обогрева раствора. Автономность рабочих и запасных емкостей необходимо поддерживать профилактикой запорной арматуры, перемешивателей и чистотой емкостей, на запасных емкостях должна быть табличка с указанием типа раствора и его плотности, все емкости, кроме блока очистки должны быть снабжены мерными линейками, даже при наличии уровнемеров ГТИ. [90]

Из резервуаров подготовленный раствор направляется в подпорные насосы, которые впоследствии нагнетают его в буровые насосы (подпорные насосы можно заменить установкой подпорной емкости на высоте 1 м от уровня насосного коллектора, с закачкой в нее раствора центробежным насосом). В свою очередь буровые насосы направляют раствор (под высоким давлением) через нагнетательные линии, гибкий рукав и вертлюг, непосредственно в бурильную колонну. После этого буровой раствор, проходя через бурильную колонну, и забойному двигателю, проходит через долото. Раствор с высокой скоростью выходит из долота, тем самым очищая его и забой от выработанной породы. Оставшаяся часть энергии этого раствора уходит на подъем выбуренной породы, а также на преодоление сопротивлений, присутствующих в затрубном кольцевом пространстве. Отработанный раствор, который поднимается на поверхность, дегазируется, направляется в узел очистки, где из него удаляются частицы породы, песок, ил и прочие загрязнения. Затем предварительно очищенный раствор подается в подпорные насосы.

Системы для приготовления и очистки бурового раствора являют собой отдельные агрегаты, которые монтируются на желобной системе (над приемными резервуарами рабочих насосов). Нагнетательная линия включает в себя трубопроводы высокого давления, посредством которых раствор передается к стояку, а также к устью скважины. Линия оснащается специальной запорной арматурой, защитным клапаном и контрольно-измерительными приборами. Низконапорная часть циркуляционной установки оснащается устройствами, предназначенными для очистки раствора от выбуренной породы, газа, песка, а также смесительными устрой-

ствами, выполняющими функцию приготовления, утяжеления, восстановления и регулирования свойств рабочего раствора. Устройства соединяются с резервуарами посредством трубопроводов, оснащаются шиберными задвижками, а также перекачивающими и подпорными насосами. Циркуляционная система, с комплектом вышеперечисленного оборудования, может работать как со сбросом шлама в амбар, так и при без амбарной системе бурения.

Гидроворонка

В настоящее время самым эффективным устройством для приготовления и утяжеления раствора является гидроворонка (Рис 2.13).

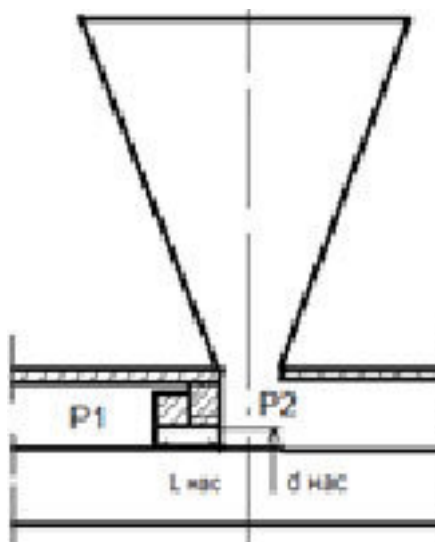


Рис. 2.13. Гидроворонка

Работает посредством создания вакуума, при истечении жидкости через насадку (опыт Паскаля). Условия эффективности работы гидроворонки: длина насадки должна быть меньше, либо равна трем диаметрам насадки ($L_{нас.} \leq 3d_{нас.}$) При создании давления на насадке 100–120 атм, воронка может засасывать сыпучие материалы через гофрированный шланг.

§ 7. Противовыбросовое оборудование

Противовыбросовое оборудование (ПВО) предназначено для герметизации устья скважины при строительстве скважин и капитальном ремонте для предупреждения, и ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов. Монтируется на устье скважины на обсадную колонну, спущенную до ожидаемого вскрытия горизонта содержащего углеводороды.

В состав оборудования входит (Рис. 2.14, 2.15) [9]: стволовая часть (превентора с переходными катушками), манифольд, трубопроводы, пульт управления с импульсными трубками, гидроуправляемые элементы. ПВО может герметизировать устье скважины, как с бурильными трубами, так и при их отсутствии. Станция управления предназначена для дистанционного управления превенторами. Управление осуществляется, как с основного, так и со вспомогательного пультов. Аббревиатура ПВО: ОП5–230/80х35А

ОП – оборудование противовыбросовое; 230 – диаметр проходного отверстия, мм; 35 – рабочее давление, МПа;



Рис. 2. 14. Превенторная установка

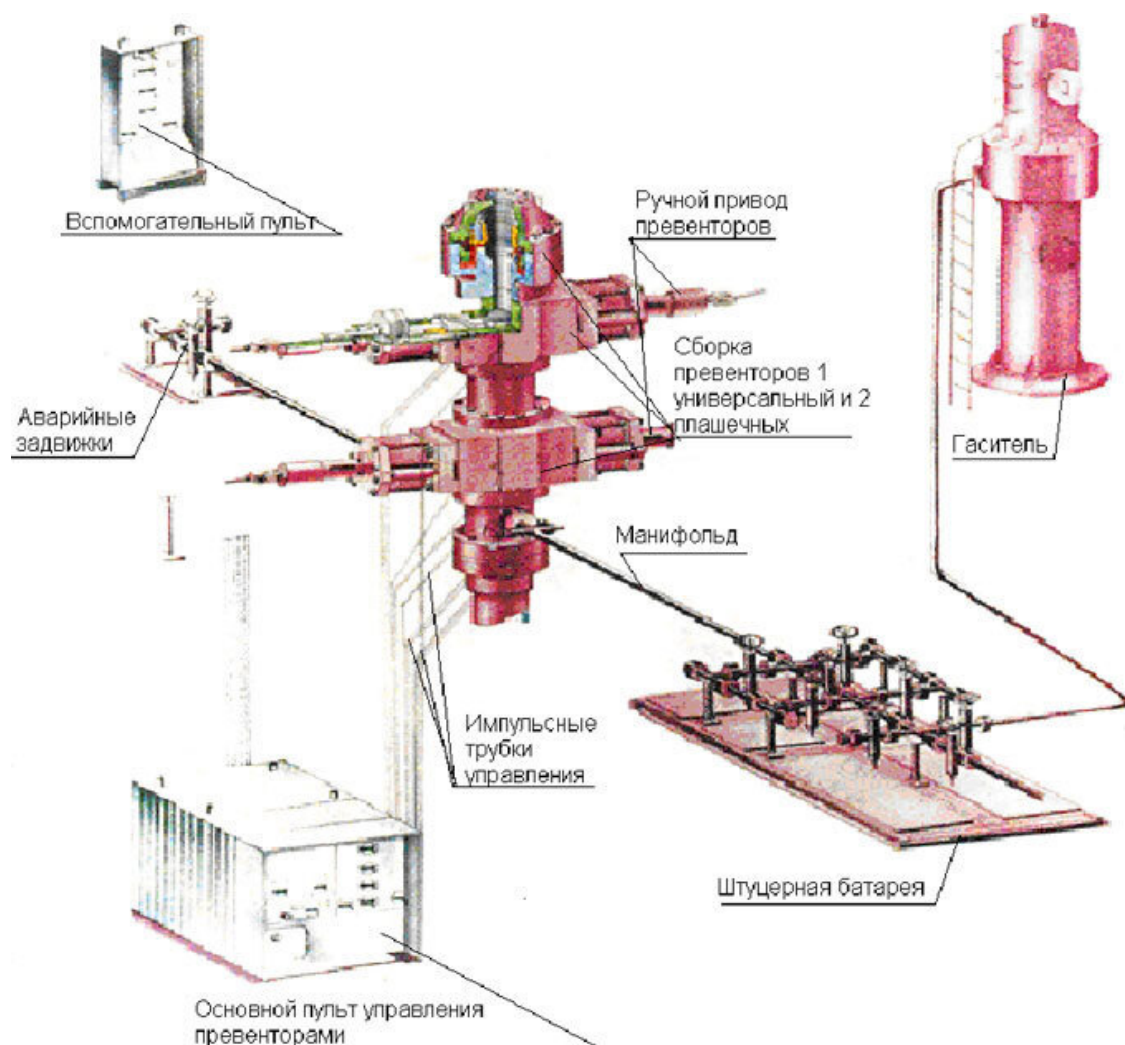


Рис. 2.15. Принципиальная схема монтажа ПВО

Превентор плашечный рис. 2.16 является основным герметизирующим устройством, который устанавливается на устье скважины для предотвращения выбросов и воздействия на скважину при проявлениях, им можно герметизировать скважину как при наличии в ней буровых труб, так и при отсутствии в ней буровых труб, так и при их отсутствии. Крепление превентора осуществляется с помощью комплекта резьбовых шпилек к фланцу ниже смонтированного узла (крестовины, катушки или другого превентора). Уплотнение фланцев осуществляется с помощью специального уплотняющего стального кольца.

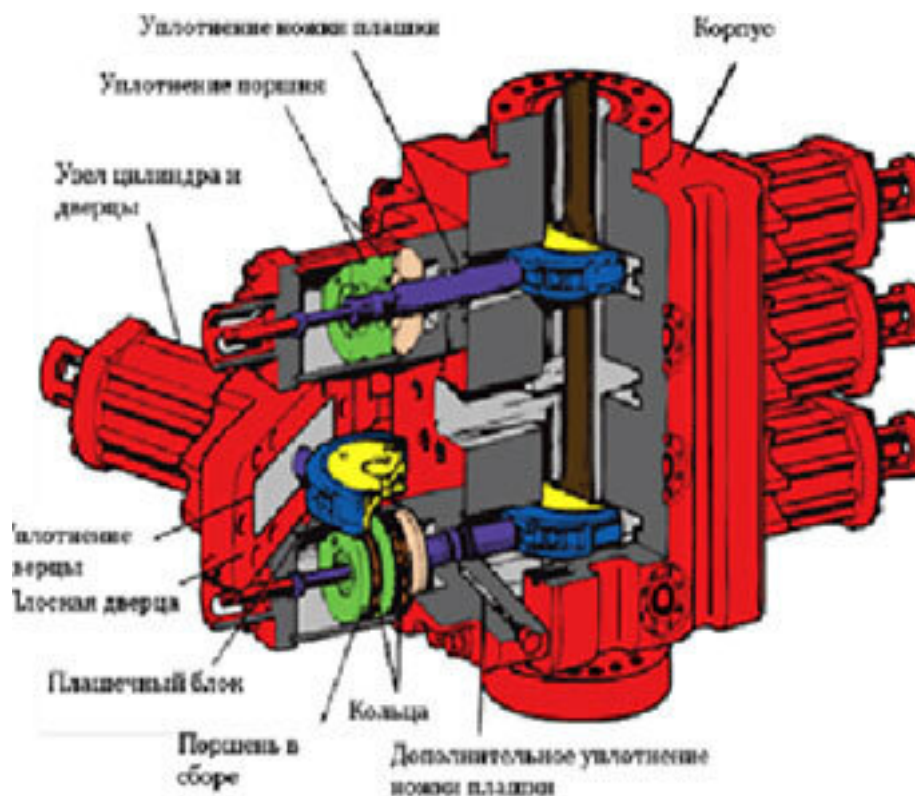


Рис. 2. 16. Устройство плашечного превентора

По количеству секций превенторы плашечные изготавливаются:

1. Односекционные;
2. Двухсекционные;
3. Трехсекционные.

С помощью плашечных превенторов выполняют следующие операции:

- Герметизацию устья при наличии и отсутствии бурового инструмента в скважине;
- Срезание труб (при установке превентора со срезающими плашками, закрытием плашек были перерезаны буровые трубы диаметром 127×12 мм, предотвращен открытый нефтегазовый фонтан в скважине 108 Тенгиз, при подъеме буровых труб);
- Проворачивании и расхаживании колонны труб на гладкой части трубы по длине от муфты до муфты (при контролируемом давлении в камере закрытия);
- Разгрузка колонны труб на плашки и удержанием колонны плашками от выброса (при возрастании давления в скважине);
- Спуск и подъем части колонны при загерметизированном устье скважины в случае установки двух плашечных превенторов (метод шлюзования);
- Восстановление циркуляции промывочной жидкости с противодействием на пласт;
- Быстрое снижение давления в скважине;
- Закачку раствора обратной циркуляцией (через затрубное пространство);

Устройство плашечного превентора показано на рис. 2. 19.[9]

Для работы превентора существует три вида плашек:

1. Трубные – для герметизации скважины при наличии в ней колонны труб;
2. Срезные – для герметизации как при наличии труб, так и при их отсутствии;
3. Глухие – для герметизации скважины при отсутствии труб.

Открытие и закрытие плашек осуществляется посредством гидравлической жидкости подаваемой под давлением в полости цилиндров. Также предусмотрена возможность закрытия плашек вручную, с помощью специального штурвала.

Превентор универсальный гидравлический (ПУГ) Как следует из названия, является универсальным герметизирующим устройством. Устанавливается на устье скважины, как правило поверх плашечного превентора, к которому крепится посредством резьбовых шпилек. Запирание и отпирание скважины производится только при помощи гидравлики. Превентор универсальный гидравлический является дополнительным средством герметизации скважины рис. 2.17.

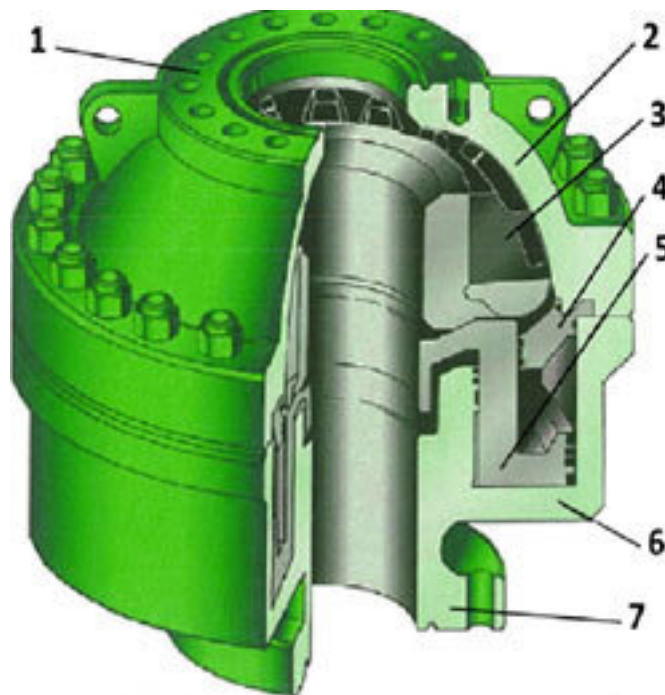


Рис. 2.17. Устройство универсального превентора

Как правило он рассчитан на половину давления, выдерживаемого плашечным превентором.

Превентор универсальный гидравлический используется для:

- Герметизации устья при наличии бурильного инструмента в скважине, на любой части бурильной колонны (гладкая часть, замковые соединения) УБТ, квадрат и др.), обсадных или насосно-компрессорных труб;
- Герметизации устья при отсутствии бурильного инструмента в скважине расхаживания инструмента;
- Протаскивания инструмента с замковыми соединениями (при наличии на них фасок под углом 18°) на небольшой скорости (при контролируемом давлении в камере закрытия);
- Быстрого снижения давления в скважине.

Причем не требует в отличие от плашечного, подбора плашек, а может герметизировать скважину с трубами различного размера в определенном диапазоне.

- 1-верхний фланец;
- 2-верхняя секция корпуса;
- 3-Уплотнительный элемент корпуса;
- 4-Переходное кольцо;
- 5-Поршень;
- 6-Нижняя секция корпуса;
- 7-Нижний фланец.

Принцип работы ПУГа в следующем. Через специальный канал к в нижней секции корпуса (на рисунке не показан) под поршень поступает гидравлическая жидкость под давлением, поршень двигается вверх и давит на резиновый элемент, резиновый элемент скользит направляющими ползьями (армированными стальными пластинами) по внутренней стенке верхней секции корпуса. Таким образом резиновый элемент сжимается в верхней части и герметизирует свою внутреннюю полость. [9]

В настоящее время для монтажа ПВО, согласно ГОСТ 13862 90, существует 10 схем. [71] Монтаж противовыбросового оборудования должен производиться в соответствии со схемой обвязки устья скважины, которая определяется из геолого-технических условий; технической документацией (технический паспорт, технические условия или инструкция по эксплуатации); соответствующих правил; схем и ГОСТов при освоении, текущем и капитальном ремонте и в соответствии с положениями настоящей инструкции. Выбранная схема должна быть указана в плане работ на ремонт (освоение) скважины. В процессе работ допускается переход от одной схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием к другой. Все изменения должны указываться в плане работ. К работе по монтажу и эксплуатации допускаются работники, прошедшие подготовку по курсу “Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП”.

Схема 2.1. и 2.2. – с механическим (ручным) приводом; – с гидравлическим приводом. В ОП для ремонта – привод механический или гидравлический, для бурения – гидравлический.



Рис. 2.18. Схема 1 согласно ГОСТ 13862 90



Рис. 2.19. Схема 2 согласно ГОСТ 13862 90

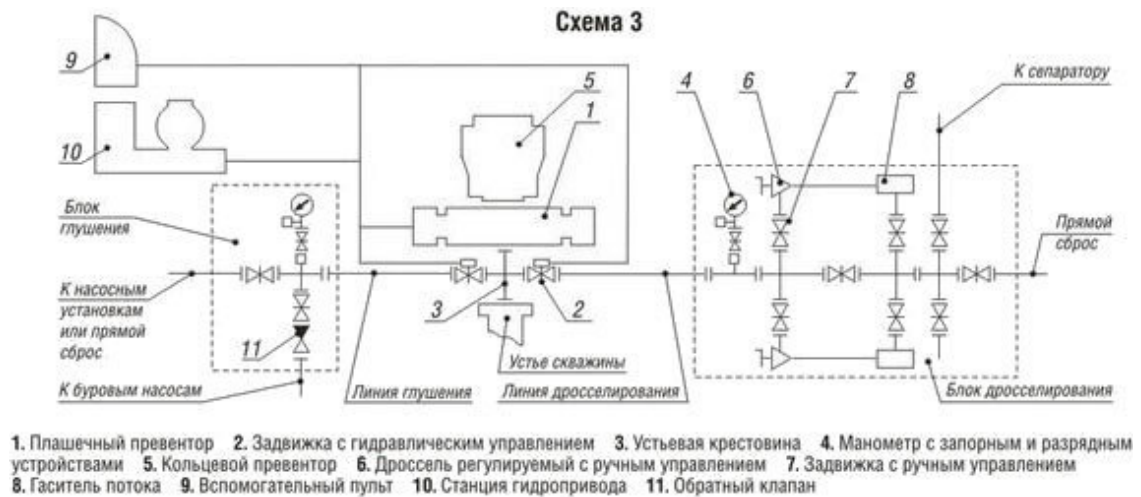


Рис. 2.20. Схема 3 согласно ГОСТ 13862 90

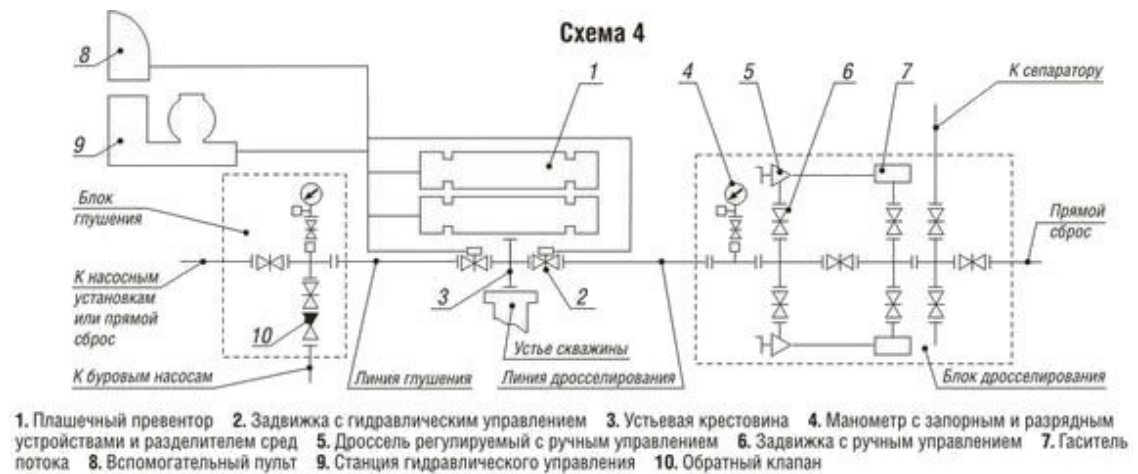


Рис. 2.21. Схема 4 согласно ГОСТ 13862 90



Рис. 2.22. Схема 5 согласно ГОСТ 13862 90

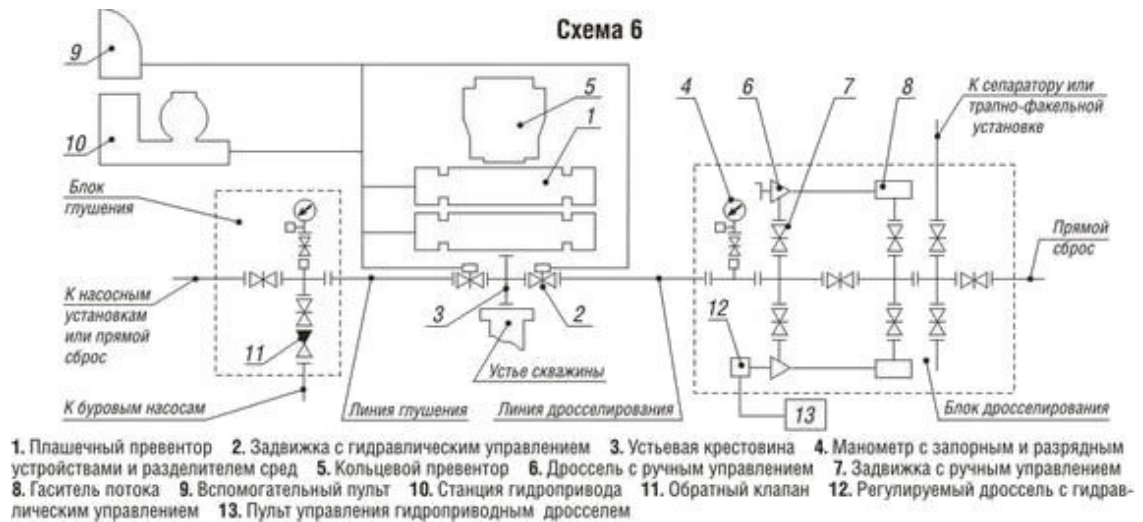


Рис. 2.23. Схема 6 согласно ГОСТ 13862 90

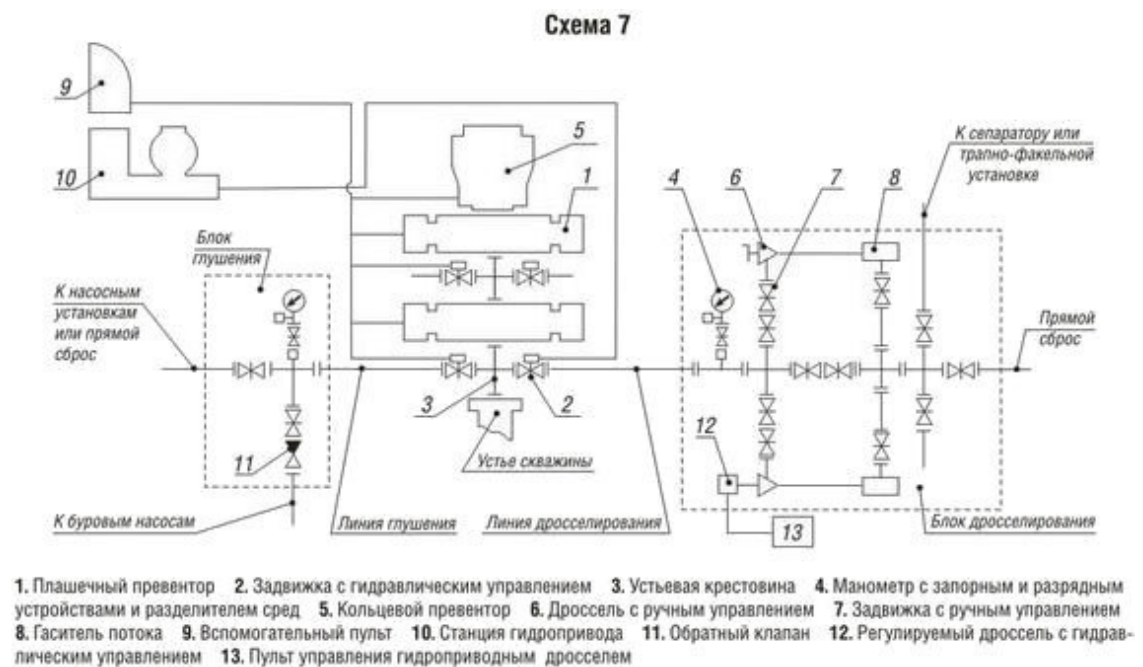


Рис. 2.24. Схема 7 согласно ГОСТ 13862 90

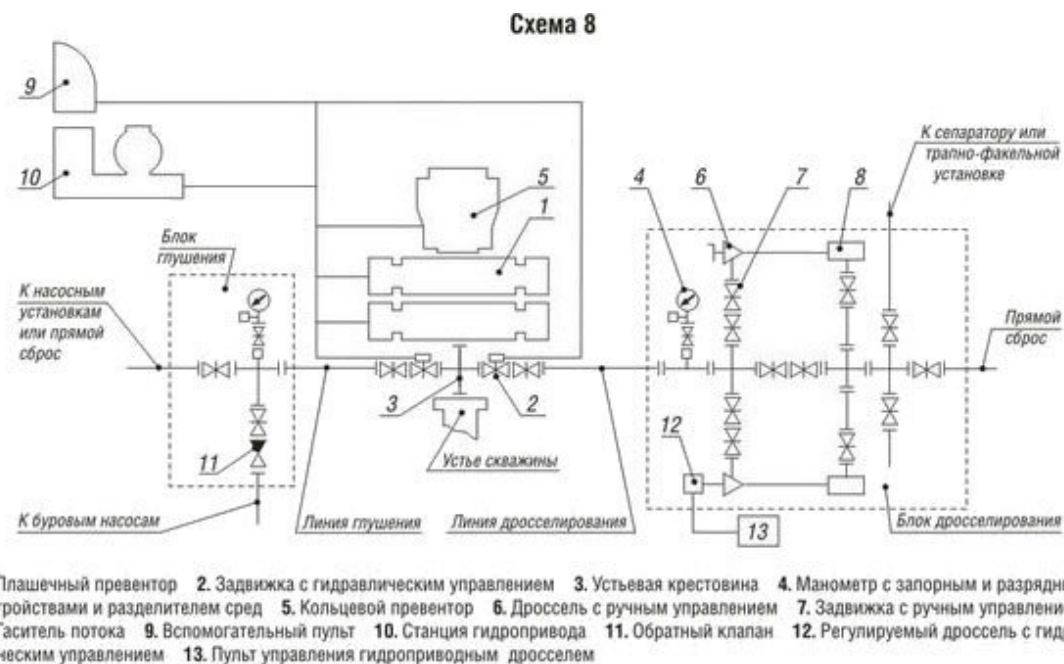


Рис. 2.24. Схема 8 согласно ГОСТ 13862 90

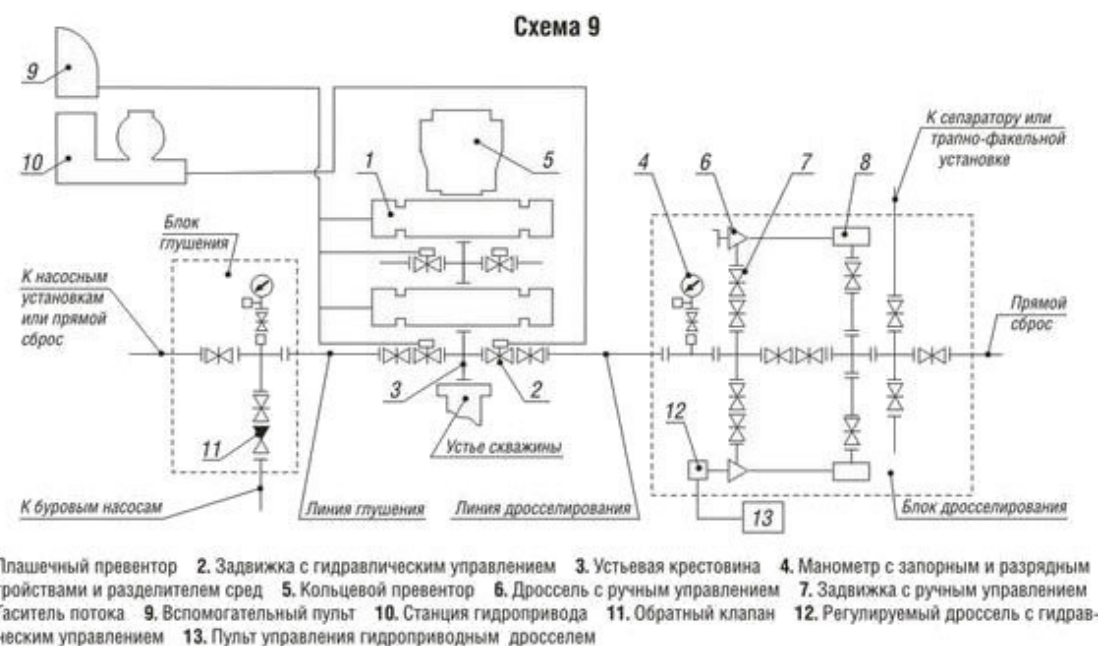


Рис. 2.25. Схема 9 согласно ГОСТ 13862 90

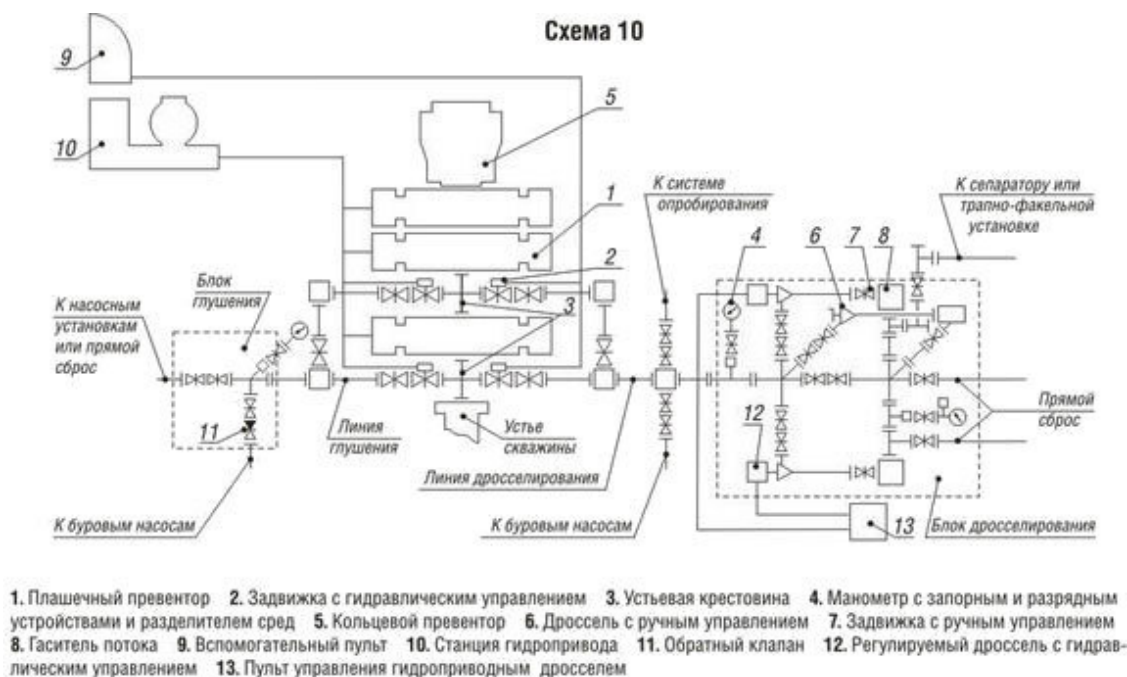


Рис. 2.26. Схема 2.1.0 согласно ГОСТ 13862 90

Схемы № 1. и № 2. используются, как правило, при ремонте скважин, так как имеют механический (ручной) привод плащечных превенторов и задвижек. Схемы № 3 и № 4 используются как при капитальном ремонте, так и при строительстве скважин и имеют дистанционное гидравлическое управление превенторами и устьевыми задвижками. Схемы с № 3 по № 10 имеют дистанционное гидравлическое управление превенторами и устьевыми задвижками. Используются, как правило, только при строительстве скважин. В случае отказа дистанционного гидравлического управления превентора и гидрозадвижки должны иметь ручное управление. Согласно требованиям Государственного общероссийского стандарта ГОСТ 13862–90 противовыбросовое оборудование имеет следующее условное обозначение: Оборудование ОП 3–230/80×35 К2 ГОСТ 13862–90 расшифровывается следующим образом:

- ОП 3 – оборудование противовыбросовое по схеме № 3;
- 230 – условный проход превенторного блока, мм;
- 80 – условный проход манифольда, мм;
- 35 – рабочее давление, МПа (350 кгс/см^2);
- К2 – для скважинной среды с содержанием CO_2 и H_2 до 6 %.
- В зависимости от содержания углекислого газа (CO_2) и сероводорода (H_2S) в эксплуатируемой среде (в промывочной жидкости) оборудование противовыбросовое выпускается в следующем коррозионностойком исполнении:
 - К1 – для сред с объёмным содержанием CO_2 до 6 %;
 - К2 – для сред с объёмным содержанием CO_2 и H_2S до 6 % каждого;
 - К3 – для сред с объёмным содержанием CO_2 и H_2S до 25 %. [71]

§ 8. Талевые канаты

Важным элементом, существенно влияющим на безопасность работ, является талевая система, включающая в себя талевый канат. Поэтому особое внимание нужно уделять состоянию талевого каната, его эксплуатации. Стальные канаты отличаются друг от друга: используемыми марками стали и значениями временного сопротивления разрыву, видами покрытия, конструкциями, типом свивки проволок и прядей, рядом свивки прядей, видом свивки каната, направлением свивки. [33]

А – канаты однослойные тросовой конструкции из круглых прядей

а) С одним органическим сердечником ЛК-О $6 \times 19 = 114$. ЛК-О тип свивки линейного касания с одинаковым типом проволок в каждом слое и отличными диаметрами проволок по слоям. 19-число проволок в пряди; 114 – общее число проволок в канате; 6-число прядей в канате.

б) С одним металлическим сердечником тросовой свивки ЛК-3 – $6 \times 25 = 150$; ЛК-3 – тип свивки (линейное касание с запоминающими проволоками). 6 – число прядей; 25 – число проволок в пряди. Сердечник $7 \times 7 = 49$ проволок.

Б – канаты многослойные тросовой конструкции с одним органическим сердечником

ТК $18 \times 19 = 342$; ТК – тип свивки (точечное касание проволоки между слоями проволок в пряди). 18 – число прядей в канате; 19 – число проволок в пряди.

Талевые канаты должны поставляться (при весе более 700 кг) на деревянных или металлических барабанах. При весе 3000 кг деревянные барабаны должны иметь центральные металлические втулки. Диаметр бочки барабана должен быть не менее 15-ти кратного диаметра каната.

Каждый талевый канат должен сопровождаться сертификатом завода изготовителя.

При бурении на нефть и газ обычно нагрузка на канат делается с четырехкратным запасом прочности. Новые канаты, с целью увеличения сроков службы необходимо эксплуатировать с нагрузкой меньше максимально допустимой. После обтяжки, можно доводить нагрузку до максимальной.

Основные принципы, которыми нужно руководствоваться при выборе и эксплуатации талевого каната:

1. Диаметр каната и число струн, в оснастке выбирают с учетом максимально возможной рабочей нагрузки таким образом, чтобы обеспечить запас прочности не менее 4-х;
2. Число струн в оснастке определяют величинами расчетной нагрузки и необходимой скорости подъема инструмента;
3. Сорт стали для канатов выбирают с учетом обеспечения гибкости, износоустойчивости и наименьшей стоимости;
4. Тип свивки каната выбирают из соображений обеспечения износоустойчивости, гибкости и прочности;
5. При сматывании с катушки избегать перегибов;
6. Ходовой конец каната должен быть надежно закреплен и должен иметь не менее трех витков на барабане, при нижнем положении крюкоблока;
7. Мертвый конец каната крепить на вращающемся механизме.

8. Канат в талевой системе необходимо периодически перепускать.

Количество метров, которое нужно перепустить и вырубить определяется работой, измеряемой в тонно-километрах. Определяется по специальной методике, изложенной ниже.

Отработка талевых канатов

При эксплуатации талевых канатов их износ между II и III роликами талевого блока – наибольший, вследствие более частого огибания роликов под нагрузкой во время спуско-подъемных операций. Перетяжка талевого каната увеличивает срок его службы. Это достигается сдвиганием участка каната из зоны наибольших нагрузок в менее нагруженную зону. Канат в этом случае изнашивается по всей длине равномерно. На практике применяется несколько вариантов перетяжки, предложенных институтом «Гипронефтемаш» (табл. 4) [33]

Таблица 4. Показатели работы талевого каната

Показатель	Варианты		
	I	II	III
Наработка до первой перетяжки, т*км.	3100	5000	15000
Длина перепускаемого отрезка, м	55	80	100
Наработка до второй (очередной) перетяжки, т*км	3000	4000	10000
Снижение наработки для каждой очередной перетяжки, т*км.	100	-	-

Наработку талевого каната A (т*км) за рейс по графику Рис. 2.27. Среднюю массу 1 м инструмента определяют по показанию индикатора веса при установившейся скорости подъема первой свечи или формуле:

$$g_{\text{ср}} = (G_{\text{тб}} + 1,15 \cdot G_{\text{бт}}) / \eta L_{\text{бт}} \quad (2.2)$$

где:

$G_{\text{тб}}$ – масса талевого блока, элеватора, крюкоблока, кг;

$G_{\text{бт}}$ – масса бурильной компоновки, кг;

η – КПД талевой системы (0,9–0,93);

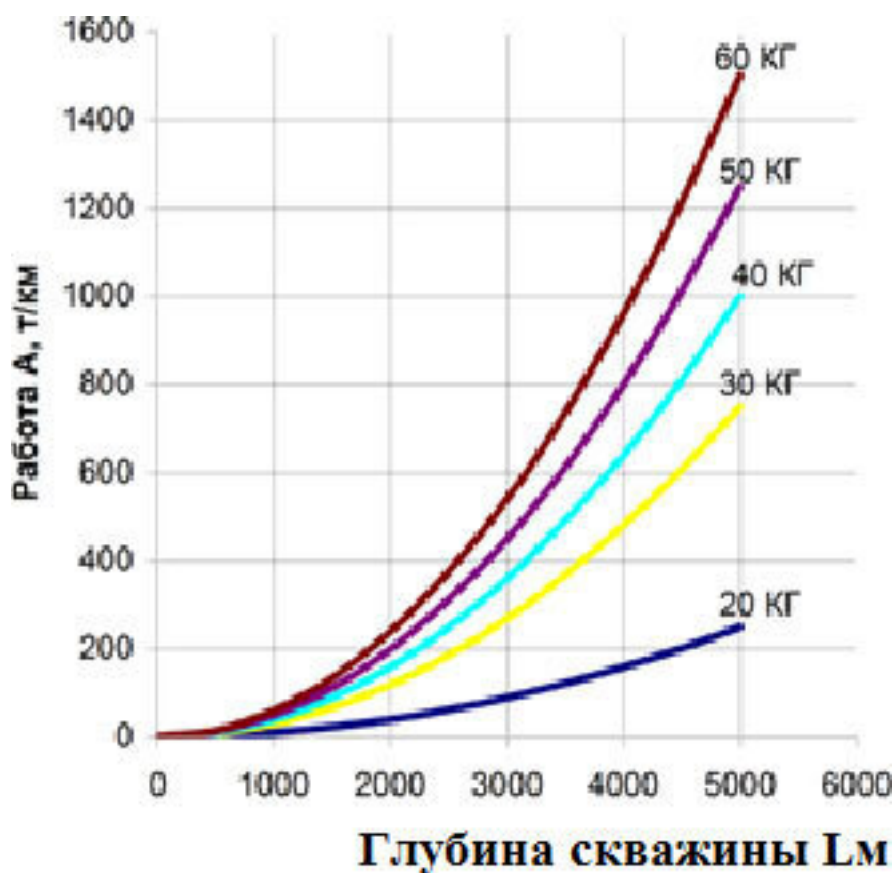


Рис. 2.27. График наработки т. каната за 1 рейс

На графике рис. 31 из точки $L_{скв} = L_{бт}$ проводится горизонтальная прямая до пересечения с соответствующей кривой $g_{ср}$ из точки пересечения перпендикулярно проводится линия на ось работы, определяется работа за рейс. При спуске обсадных колонн одной секцией

$$G_{ср} = 0,5 \cdot (G_{тб} + G_{бт} + G_{обс}) / \eta \cdot L_{скв} \quad (2.3.)$$

При спуске обсадных колонн секциями на бурильных трубах наработку талевого каната рассчитывают отдельно соответственно для спуска секции и подъема бурильных труб после их отворота.

$$g_{ср. сп.} = 0,5 \cdot (G_{тб} + G_{бт} + G_{обс}) / \eta \cdot L_{скв} \quad (2.4.)$$

$$g_{ср. п.} = 0,5 \cdot (G_{тб} + G_{бт} +) / \eta \cdot L_{бт}. \quad (2.5.)$$

Учет наработки талевого каната ведется с нарастающим итогом по каждому рейсу. При соблюдении требований по эксплуатации талевого каната наработка до полного износа бухты длиной 1500 м достигает 65000–70000 т*км

Характерные дефекты талевого каната

Штопор – самопроизвольное кручение каната по весом. Рис 2.28



Рис. 2.28. Штопор

Фонарь – корзинообразная деформация. Отслоение наружных прядей или проволок фонарение наблюдается в многослойных канатах и свидетельствует о появлении сжимающих усилий в наружном слое и перегрузке сердечника. Расслабление наружных элементов часто накапливается вблизи анкерных устройств. Фонарь может возникать еще и из-за раскручивания каната при спешной подготовке к эксплуатации. При наличии фонаря, канат рекомендуется забраковать (рис. 2.29).



Рис. 2.29. Фонарь

Петлеобразование – выдавливание проволок прядей (рис. 2.34). Выпучивание сердечников прядей происходит в результате неустойчивости против кручения при ударных нагрузках. При существенном нарушении структуры каната по причине петлеобразования проволок канат рекомендуется забраковать.



Рис. 2.30. Выдавливание проволок прядей: а – в одной пряди, б – в нескольких прядях

Разрыхление. Разрыхление наружного слоя проволок или прядей, при котором они становятся легко подвижны, приводит к перегрузке остальных проволок. Если разрыхление произошло вследствие износа или коррозии проволок, то канат рекомендуется заменить. В других случаях требуется повышенное внимание к дальнейшей эксплуатации каната (рис. 2. 31).



Рис. 2.31. Разрыхление

Местное утолщение – местное утолщение каната наблюдается при наличии утолщения сердечника, что может служить причиной ускоренного износа прядей. При сильно выраженном местном утолщении каната его рекомендуется отбраковать (рис. 2.32).



Рис. 2.32. Утолщение

Затяжки – затяжка одной или нескольких прядей может происходить при малом диаметре сердечника, его износе или разрушении. Особенно тщательно следует проверять участки каната, прилегающие к анкерным устройствам, где затяжка бывает трудно различима. Нарушение структуры каната в виде затяжки приводит к резкому перераспределению нагрузок между его элементами, поэтому при достаточно выраженной затяжке канат следует заменить (рис. 2.33).



Рис. 2.33. Уменьшение диаметра

Раздавливание – Раздавливание каната – это следствие нарушения правил эксплуатации. Местное раздавливание приводит к ускоренному износу проволок каната и требуется повышенного внимания к канату при его дальнейшей эксплуатации (рис. 2.34).



Рис. 2.34. Раздавливание

Кольшка – перекручивание каната. Кольшка обычно образуется при затяжке петли в результате грубых нарушения правил подготовки каната к работе и является безусловным основанием для отбраковки (рис. 2.35).



Рис. 2.35. Перекручивание каната

Излом. Канат забраковывается и в случае его резкого излома в результате перегиба на элементах конструкции или других посторонних воздействий на него (рис. 2.36).

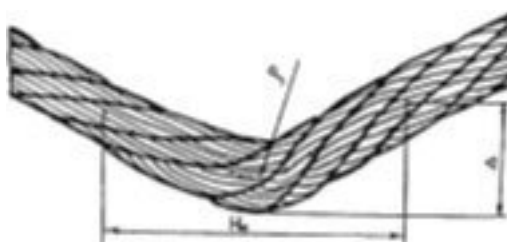


Рис. 2.36. Излом

Критерии проверки канатов:

Необходимо регулярно тщательно проверять все участки стального каната на предмет возможного снижения рабочих характеристик. Проверка начинается с тщательной проверки критических точек каната. Критическими точками, в зависимости от применения, являются те точки, где канат подвергается максимальным внутренним напряжениям или наружным воздействиям. Износ каната наиболее вероятен на следующих критических участках, поэтому их следует тщательно проверять. [33]

Барабаны. При правильной намотке каната в точках пересечения, схода и начала слоя происходит нормальный износ. Обращать внимание на следы трения по бокам каната; другими словами, на участки каната, которые трутся о нижние витки каната. Может происходить раздавливание верхней и боковых сторон каната. При сильном износе следует вывести канат из эксплуатации. Трение и раздавливание обычно возникают дважды при каждом обороте барабана.

Проверка барабанов также очень важна. Проверять барабан на наличие признаков износа, которые могут привести к повреждению стального каната. Все барабаны должны быть гладкими, без неровностей. Проверять минимальное число неподвижных витков, которые остаются на барабане, характеристики намотки каната и состояние фланцев.

Блоки. Очень важно проверять стальные канаты, проходящие по блокам системы, на отсутствие разрывов проволоки. Канавки имеют тенденцию к износу с уменьшением ширины, особенно при высоких нагрузках. С помощью калибра проверьте размеры и гладкость канавок всех блоков. Слишком узкие или тесные канавки могут привести к защемлению и увеличению истирания, в то время как слишком широкие канавки могут привести к расплющиванию каната – и то и другое ведет к сокращению срока службы каната. Следует также проверять на наличие неровностей, сломанных или выщербленных фланцев, трещин в ступицах и спицах, признаков контакта каната с защитными пластинами, подшипниками и валом блока, нарушение круглой формы и соосности с другими блоками – все эти признаки являются основаниями для замены.

Крепление концов. Движение каната у закрепленных концов ограничено и подвержено усталостным напряжениям, возникающим при гашении вибраций каната. Следует проверять эти участки с шилом, чтобы искать разрывы проволоки, в случае обнаружения более одного разрыва следует заменить канат. Следует также проверить сам узел крепления.

Начальные точки. Участки каната, контактирующие с блоками или барабанами при приложении начальной нагрузки.

Воздействие тепла. Если канат входит в контакт с электрической дугой, следует немедленно заменить весь канат. Несмотря на то, что повреждение может быть незаметным, электрическая дуга может повлиять на характеристики каната, поэтому канат следует заменить.

Точки интенсивного износа. Проверять канат на наличие блестящих мест, где он подвергается интенсивному трению и истиранию.

Когда следует заменить талевый канат по причине интенсивного износа.

Стальные канаты, находящиеся в неподвижном состоянии, такие как оттяжки, канаты для аварийного спуска и подвесные канаты, должны заменяться в любом из нижеперечисленных случаев:

1. При наличии трех разрывов проволоки в пределах одного витка.
2. При наличии более чем одного разрыва проволоки у концевых соединений.
3. Наличие разрывов проволоки в канавке между прядями каната.

Другие причины замены канатов

Разрывы проволоки являются лишь одним из видов износа стальных канатов. Другие причины вывода стальных канатов из эксплуатации перечислены ниже:

- а. Точечная коррозия проволоки.
- б. Коррозия проволоки на концевых соединениях.
- с. Концевые соединения, поврежденные коррозией, растрескавшиеся, изогнутые или неправильно установленные.
- д. Признаки перекручивания, раздавливания, разрезов, корзинообразных деформаций или разрывов сердечника.
- е. Износ, превышающий одну треть исходного диаметра проволоки.
- ф. Сильное уменьшение диаметра каната.
- г. Признаки термического повреждения.
- h. Существенное увеличение длины витков. [33]

Глава 3. Конструкция скважины

§ 9. Понятие о конструкции скважины

Под конструкцией скважины понимают совокупность данных о количестве и глубинах спуска обсадных колонн, диаметрах обсадных колонн, диаметрах ствола скважины для каждой из колонн и интервалов цементирования (глубинах верхней и нижней границ каждого интервала). [89] Правильность выбора конструкции определяет успех проводки скважины. Нарушение проектной конструкции скважины (не допуск колонн, изменение диаметра колонн), может привести к непоправимым последствиям, либо к существенному удорожанию стоимости скважины, поэтому при осуществлении супервайзинга необходимо принимать все меры к недопущению отклонений в конструкции скважин. Кондуктор и эксплуатационная колонна в проектной конструкции обязательны, независимо от горно-геологических условий строительства скважины. В зависимости от назначения скважины, конструкции забоя и условий эксплуатации функции эксплуатационной колонны может частично выполнять ранее спущенная обсадная колонна (кроме кондуктора). Башмак последней промежуточной колонны, перекрывающей породы, склонные к пластическим деформациям, следует устанавливать ниже их подошвы.

Элементы конструкции скважины

Направление – это первая труба или колонна труб, служащая для предотвращения размыва пород, залегающих близ дневной поверхности, разобщения ствола скважины, сооружаемой в акватории водного бассейна, от окружающих вод и для соединения устья с очистной системой буровой установки.

Кондуктор – это колонна труб, спускаемая в скважину после направления и служащая для укрепления стенок последней в недостаточно устойчивых породах, и для перекрытия зон осложнений, приуроченных к сравнительно неглубоко залегающим горизонтам, а также для изоляции горизонтов, содержащих артезианские и целебные воды.

Эксплуатационная колонна – это самая внутренняя колонна. Она служит не только для укрепления стенок скважины и изоляции соответствующих горизонтов, насыщенных нефтью, газом или водой, но также каналом для транспортировки, добываемой из продуктивной толщи нефти или газа, или закачиваемой в последнюю жидкости (газа).

Промежуточные или технические колонны – это все колонны труб, находящиеся между кондуктором и эксплуатационной колонной. Их спускают для перекрытия сравнительно глубоко залегающих неустойчивых пород, либо для изоляции продуктивных горизонтов, расположенных намного выше проектной глубины скважины, перекрытия зон несовместимого бурения, либо для изоляции пород оказывающих сильное агрессивное воздействие на промысловую жидкость и других целей. Обычно верхний конец колонны труб устанавливают на устье скважины.

Хвостовик или потайная колонна – это случай, когда по геолого-техническим условиям и соображений экономичности, нет необходимости располагать верхний конец колонны на устье, верхний конец колонны располагается в скважине на значительной глубине от устья, но перекрывает башмак предыдущей колонны.

Фильтр, это та часть колонны, которая составлена из труб со специально просверленными или перфорированными отверстиями (или профрезированными, или перфорированными).

Графическое изображение конструкции скважин показано на Рис3.1.[88]

Графическое изображение конструкции скважины

а – со сплошными колоннами;

б – с хвостовиком;

в – с комбинированной эксплуатационной колонной и хвостовиком.

Направление на графическом изображении, как правило, не показывают.

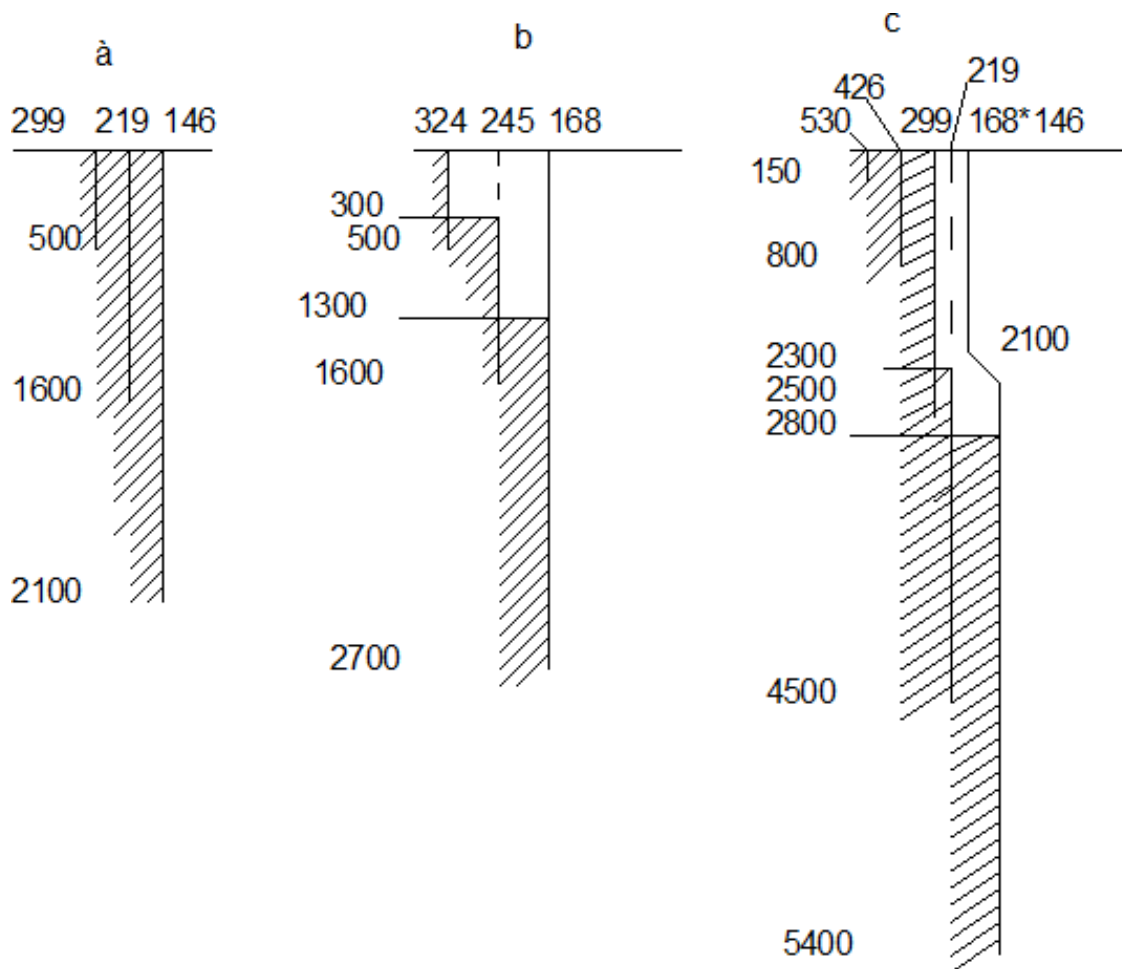


Рис. 3.1. Графическое изображение конструкции скважины

Выбор интервалов цементирования обсадных колонн

В не обсаженном стволе скважины цементированию подлежат:

- Продуктивные горизонты, кроме предусмотренных к опробованию и эксплуатации открытым стволом или с нецементируемым фильтром;
- Продуктивные горизонты, не предусмотренные к опробованию или эксплуатации, и горизонты с непромышленными запасами нефти и газа;
- Истощенные горизонты;
- Проницаемые горизонты, насыщенные пресной водой, а также всеми типами минерализованных вод;
- Горизонты вторичных (техногенных) залежей нефти и газа;

- Интервалы, представленные породами, склонными к пластическому течению и выпучиванию;
- Толща многолетнемерзлых пород;
- Горизонты, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Минимально необходимая высота подъема тампонажного раствора над флюидосодержащими горизонтами, а также над кровлей подземных хранилищ газа и нефти, над устройством ступенчатого цементирования (стыком секций) верхней ступени (секции) обсадных колонн должна составлять не менее 150–300 м для нефтяных и 500 м для газовых скважин.). [86]

Секционный спуск обсадных колонн допускается в следующих случаях технологической необходимости:

- Недостаточная грузоподъемность буровой установки;
- Невозможность обеспечения прочностных характеристик колонны при использовании серийно выпускаемых типоразмеров обсадных труб или закупаемых по импорту;
- Невозможность спуска обсадной колонны до проектной глубины по условиям проходимости с учетом накопленного опыта в данном районе или аналогичных горно-геологических условиях;
- Отсутствие серийно выпускаемых устройств ступенчатого цементирования, в том числе с учетом закупаемых по импорту.

Устройства ступенчатого цементирования и стыки секций обсадных колонн должны располагаться:

- В обсаженном стволе скважины предыдущей колонной выше башмака ее не менее, чем на 50 м; то же относится к «голове» потайной колонны;
- В не обсаженной части скважины – в интервале устойчивых пород с диаметром ствола, близким к номинальному, ниже верхней границы интервала не менее 30–50 м и выше нижней границы не менее 50–75 м. [88]

§ 10. Проектирование конструкции скважины

Скважина является капитальным долгосрочным сооружением. Поэтому ее конструкция должна быть прочной, обеспечивать герметичное разобщение всех проницаемых пород, вскрытых при бурении, безусловную возможность достижения проектной глубины и решения геологических и других последовательных задач в процессе бурения, осуществления запроектированных режимов эксплуатации, на всех этапах разработки месторождения, соблюдения требований законов об охране недр и защите окружающей среды от загрязнения. Вместе с тем конструкция скважин должна быть экономичной. [88]

На выбор конструкции скважины влияют многочисленные факторы:

- Назначение скважины (поисково-разведочная, эксплуатационная на нефть и газ;
- Нагнетательная;
- Проектная глубина;
- Особенности геологического строения месторождения (наличие тектонических нарушений, соляных штоков, количество продуктивных объектов и расположение их друг относительно друга и другие);
- Степень достоверности знаний об этом;
- Устойчивость горных пород;
- Характер изменения с глубиной коэффициентов аномальности пластовых давлений и индексов давления поглощения.
- Состав пластовых жидкостей (химический и по физическому состоянию):
 - а) капельная жидкость;
 - в) газ;
 - с) газожидкостная смесь;
- Положение устья скважины (на суше или в акватории водного бассейна);
- Профиль скважины;
- Способ и продолжительность бурения;
- Уровень развития технологии бурения;
- Метод вхождения в продуктивную толщу;
- Температурный режим в период бурения и эксплуатации;
- Дебит и способ эксплуатации данной скважины на разных этапах разработки месторождения;
- Степень совершенства эксплуатационного оборудования;
- Требования законов об охране недр и защите окружающей среды, экономичность (стоимость строительства при том или в ином варианте конструкции, стоимость единицы добываемой продукции);
- Субъективные моменты (квалификация инженерно-технического персонала);
- Традиции предприятия и проектной организации и другие.

Спроектировать конструкцию скважины – это значит определить необходимое для условий данного конкретного участка месторождения количество обсадных колонн, размеры этих колонн (диаметр, глубину установки нижнего конца и длину каждой, прочностные характеристики каждой трубы), диаметры долот для бурения ствола под каждую колонну, положение верхней и нижней границ интервалов цементирования и выбрать метод вхождения в продуктивную толщу. При решении этой задачи часто может быть получено несколько вариантов конструкции. [88] За окончательную нужно принимать наиболее экономичный.

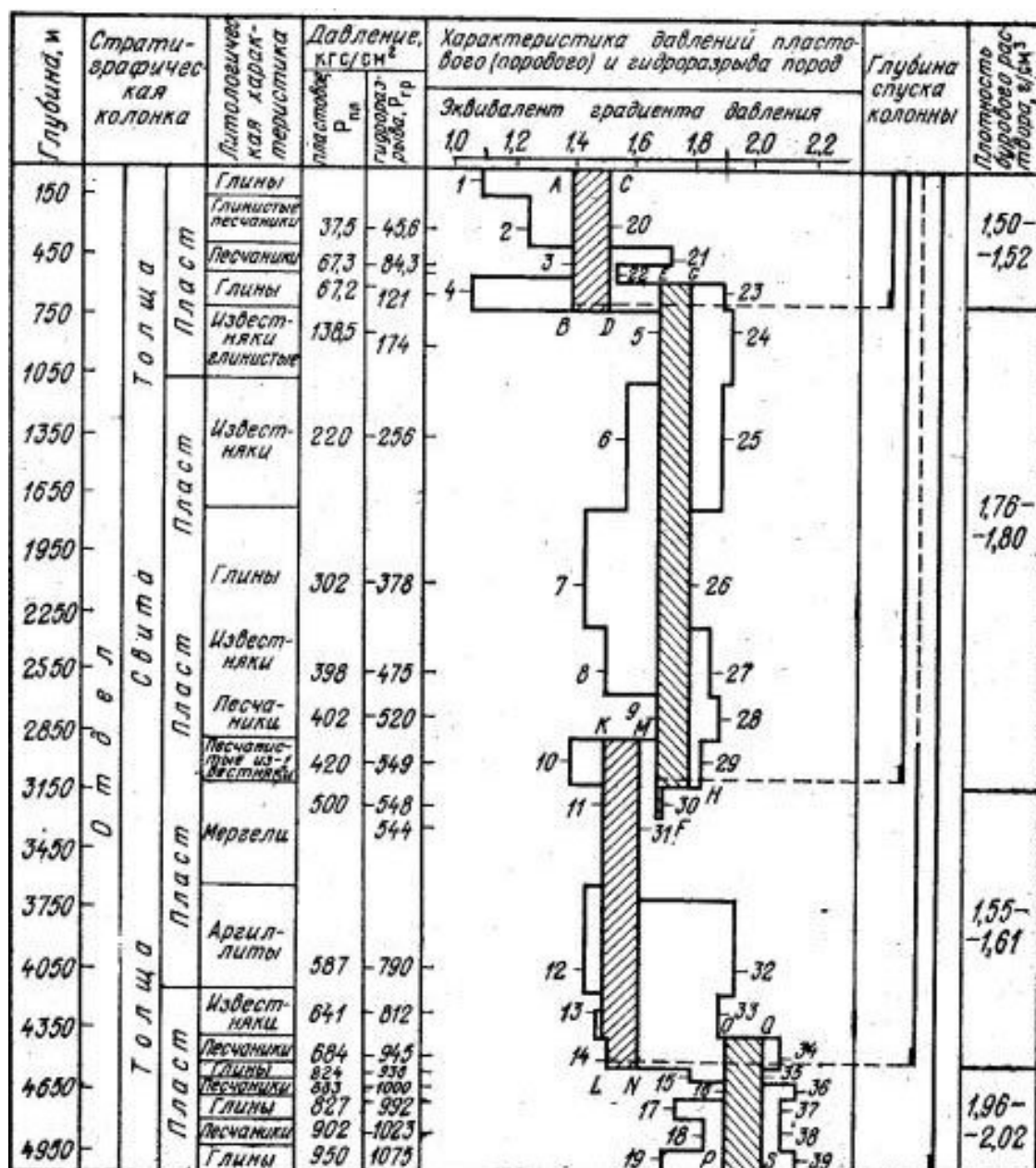


Рис. 3.2. График совмещенных давлений

Выбор числа и глубины спуска обсадных колонн

Приступать к проектированию конструкции рекомендуется с построения графиков изменения коэффициента аномальности K_a (Рис. 42) [88] пластовых давлений и индекса давлений поглощения K_p с глубиной. С помощью этих графиков можно определить те интервалы глубин, в пределах которых выполняется условие – $K_a < \rho_o < K_p$

$$K_a = P_{пл} / \rho_{вг} Z_{пл} \quad (2.1.) \quad K_a > = K_p$$

$$\rho_o = \rho_{раств} / \rho_{воды}$$

$$K_p = P_{погл} / \rho_{вг} * Z_{пл} \quad (2.2.)$$

Где:

$P_{пл}$ – пластовое давление МПа;

$R_{\text{погл}}$ – давление поглощения Мпа;

$\rho_{\text{раств}}$ – плотность раствора кг/м³;

g – ускорение силы тяжести;

Z – глубина кровли пласта, м.

Пусть, например, характер коэффициентов K_a и K_p в районе N соответствует изображенному на рисунке 43. При бурении до глубины 750 м можно использовать промывочную жидкость с относительной плотностью не менее 1,5–1,52, а ниже, до глубины 3150 м не менее 1,76–1,80. Для бурения ниже 3150 м требуется промывочная жидкость с $\rho_o \geq 1,55$ –1,6. Рассуждая аналогично, можно прийти к выводу, что при заданной ситуации в скважину придется спустить четыре обсадные колонны. Такой первый вариант конструкции. Затем он корректируется с учетом других факторов, существенных для данной площади. Во многих районах нашей страны верхний интервал геологического разреза сложен многолетне мерзлыми породами. Мощность мерзлых пород колеблется от нуля до нескольких сот метров. Существует два типа многолетне мерзлых пород. К одному типу можно отнести такие породы, частицы которых более или менее прочно связаны между собой тем или иным цементирующим веществом (но не льдом); при растеплении, т. е. при повышении температуры и превращении льда в воду) связь между частицами сохраняется и порода вскрытая скважиной, ведет себя достаточно устойчиво. Такой тип мерзлоты называют пассивной. Обычно весь интервал мерзлоты, сложенный такими породами перекрывают кондуктором, башмак размещают на 100–200 м ниже подошвы мерзлоты в породе с устойчивой положительной температурой. Ко второму типу следует отнести породы, частицы которых взаимно связаны только льдом или в основном льдом. При растеплении таких пород связь между частицами утрачивается, как только лед растает, и они начинают интенсивно осыпаться в скважину. При бурении обычно используется промывочная жидкость с положительной температурой, процесс растепления мерзлоты за счет тепла, содержащегося в этой жидкости, идет непрерывно и из скважины на дневную поверхность выносятся огромное количество осыпавшихся частиц горной породы, а в стволе скважины образуется огромная каверна, объемом несколько десятков кубометров, это породы в основном из активной мерзлоты. Нередко под основанием буровой образуется кратер диаметром 6–8 м. Каверны в многолетнемерзлых породах влекут за собой разрушение эксплуатационной колонны во время эксплуатации, несмотря на наличие кондуктора, и промежуточной колонны. Разрушение происходит за счет неравномерного промерзания каверны. Технологические приемы, предотвращающие образование каверн очень дороги, это специальные холодильные установки, монтируемые на устье скважины и растворы на углеводородной основе. Более простой и эффективный способ – это управление процессом замораживания каверны, при котором каверна промерзает равномерно.

Хемогенные отложения после полного вскрытия перекрывают обсадной колонной, т. к. полностью пластическое течение солей остановить на рабочих плотностях промывочной жидкости невозможно. А также одновременное вскрытие хемогенных пород с интервалами осложнений другого характера невозможно. В присутствии карналлита хемогенных отложениях образуются большие каверны, что может осложнить дальнейшее углубление скважины без перекрытия их обсадной колонной.

Горные породы, залегающие близ дневной поверхности, обычно являются мало прочными и легко размываются потоками промывочной жидкости при бурении. Такие породы всегда перекрывают обсадной колонной-направлением или кондуктором. Если устье скважины должно быть расположено в акватории водного бассейна, обсадной колонной-направлением перекрывают всю толщу воды и донных осадков, башмак и направление устанавливают в плотных коренных породах: верхнее сечение направления должно возвышаться над водной поверхностью настолько, чтобы при самых сильных штормах гребни волн должны быть несколько ниже его.

При проектировании конструкции скважины необходимо учитывать также способ бурения, уровень технологии бурения в данном районе, геологические особенности разреза и профиль ствола скважины. В процессе бурения обсадные колонны изнашиваются долотами, бурильными замками и трубами. При большом объеме спуска – подъемных операций или весьма длительном вращении бурильной колонны обсадные трубы могут быть протертыми насквозь, особенно в местах резких искривлений или перегибов. В тех случаях, когда сильный износ обсадной колонны может быть причиной серьезной аварии или тяжелого осложнения, необходимо принимать эффективные предупредительные меры. К числу таких мер можно отнести, спуск дополнительной обсадной колонны, замену изношенного участка новым, поворот на некоторый угол участка колонны с односторонним износом.

Проектирование конструкции эксплуатационных и нагнетательных скважин целесообразно начинать с выбора вхождения в пласт, поскольку последний может повлиять на глубину спуска и диаметр эксплуатационной колонны. [88]

При проектировании конструкции первых поисково-разведочных скважин часто отсутствует достаточно достоверная информация о геолого-физических характеристиках породы (устойчивости, пластовых давлениях, давления поглощения, характеристики пластового флюида, коллекторских свойствах и т. д). Если есть основания полагать, что геолого-физические условия в данном районе весьма сложны, в ряде случаев допустимо предусмотреть в конструкции резервную колонну. Такую колонну спускают, если крайне необходимо перекрыть зону осложнений или несовместимых условий бурения, о которой при проектировании конструкции ничего не было известно, либо если в ходе строительства скважины выясняется, что проектную глубину ее нужно существенно увеличить. Если на кондуктор или промежуточную колошу должно быть установлено противовыбросовое оборудование, глубину спуска такой колонны, прежде всего в поисково-разведочных и газовых скважинах целесообразно выбирать с учетом наибольшего давления, которое может возникнуть в скважине после закрытия превентора при выбросе. Если это давление оказывается выше давления разрыва пород у предполагаемого места установки башмака данной колонны, глубину спуска нужно увеличить настолько, чтобы давление разрыва пород было больше максимального давления в скважине при выбросе. Опасность выброса, можно предотвратить, если оснастить буровую соответствующей аппаратурой для автоматического контроля за параметрами режимов бурения, параметров бурового раствора, газосодержанием раствора, превенторами (сферическим и срезным) и позаботиться о том, чтобы они надежно работали, а персонал был хорошо обучен и дисциплинирован. [88]

§ 11. Выбор диаметров обсадных колонн, долот и труб

Для того, чтобы обсадную колонну можно было спустить в скважину, диаметр последней всегда должен быть максимального наружного диаметра. [88]

$$D_c = d_m + 2 \Delta_k \quad (3.1)$$

где:

- D_c – диаметр скважины (диаметр долота), м;
- d_m – диаметр муфты обсадной трубы, м;
- Δ_k – рациональный зазор между стенкой скважины и муфтой;
- $\Delta_k = 5\text{--}15$ мм для колонн диаметром 114–168 мм;
- $\Delta_k = 15\text{--}25$ мм для колонн диаметром 178–245 мм;
- $\Delta_k = 25\text{--}40$ мм для колонн диаметром 273–351 мм;
- $\Delta_k = 40\text{--}50$ мм для колонн большего диаметра.

Правилами ведения буровых работ предусмотрено: кондукторы во всех скважинах, промежуточные и эксплуатационные колонны в газовых и разведочных скважинах, а также промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной свыше 3000 м, должны быть цементированы по всей длине. [89]

Интервал цементирования эксплуатационных колонн в нефтяных скважинах разрешается ограничивать участком от башмака до сечения, расположенного не менее чем на 100 м выше башмака предыдущей обсадной колонны, а промежуточных обсадных колонн в нефтяных скважинах глубиной менее 3000 м – участком длиной не менее 500 м от башмака с учетом геологических условий. Такое же ограничение интервалов цементирования допускается для промежуточных и эксплуатационных колонн в газовых и разведочных скважинах, если приняты эффективные меры для обеспечения герметичности соединений труб, при этом необходимо чтобы все проницаемые породы были надежно изолированы.

Таблица 5. Рекомендуемые соотношения диаметров долот и спускаемых обсадных колонн [98]

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Обсадная колонна	Долото	Обсадная колонна	Долото
114,3	139,7; 155,6	244,5*	295,3; 311,1
127	155,6; 158,7; 161; 165,1	273,1	349,2; 393,7
139,7	171,4; 190,5	298,5	349,2; 393,7
139,7*	155,6; 158,7; 161; 165,1	323,9	393,7; 444,5
146,1	195,5; 200; 215,9	339,7	393,7; 444,5
168,3	215,9	351	393,7; 444,5
168,3*	195,5; 200; 215,9	377	490
177,8	215,9; 222,3	406,4	490
193,7	244,5; 250,8	425,5	490+расширитель 558,8
219,1	269,9; 279,4	508	490+расширитель 700
219,1*	244,5	762	490+расширитель 850
244,5	295,3; 311,1		

* – Безмуфтовые трубы

Таблица № 6. Рекомендуемые диаметры бурильных труб и УБТ в зависимости от диаметра долота [99]

Диаметр, мм			
Диаметр долота	Диаметр УБТ	Диаметр СБТ	Диаметр ЛБТ
120,6	95/89	60,3/73	60,3/73
139,7; 145	114;133/108	73;89	73;89
151	121;133/108;114	89	90
165,1	133;145,6/121	101,6	103;108
190,5	159/146	114;127	114;129
215,9	178/159	127;140	129;147
244,5	203/178	146;168	147;170
269,9	219;229/203	146;168	170
295,3;320	229;245;254/219;229	168	170
349,2	245;254/229;245	168	170
393,7и более	273;299/254;273	168	170

Примечание. В числителе – для нормальных условий, в знаменателе – для осложнённых условий бурения.

Если $D_{н1} < 0,75 D_{н0}$, где $D_{н1}$ и $D_{н0}$ соответственно наружный диаметр СБТ и УБТ, то следует использовать ступенчатую конструкцию КНБК, при этом между диаметрами секций УБТ снизу вверх должно сохраняться то же соотношение. Определённые таким образом значения диаметров округляются до ближайших стандартных размеров, приведённых в табл. 1. В том случае, если КНБК получается многоступенчатым, количество труб в ступенях выше первой может быть равно длине одной свечи или трубы. При роторном бурении необходимо использовать УБТС во всех секциях.

В скобках приведено значение диаметра УБТ для осложненных условий бурения, без скобок – для нормальных условий бурения.

Таблица 7. Рекомендуемый зазор между стенками скважины и муфтой обсадной колонны

$D_{ок}$, мм	114-127	140,146	168,178,194, 219,245	273,299	324,340,351, 377,426
Δr , мм	15	20	25	35	39-45

Диаметр скважины определяется по формуле:

$$D_{скв.} = D_{м} + \Delta \quad (3.2)$$

где: $D_{скв.}$ – определяемый диаметр скважины, мм;

$D_{м}$ – диаметр муфты обсадной колонны, мм;

Δ – зазор между стенками скважины и муфтой обсадной колонны, мм. [86]

Таблица 8. Рекомендуемые соотношения диаметров УБТ и обсадной колонны, под которую ведется бурение [69]

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Обсадной трубы	УБТ	Обсадной трубы	УБТ
114,3	108	244,5	203
127	121	273,1	203
139,7-146,1	133, 146	298,5	229
168,3	159	323,9-339,7	229
177,8-193,7	178	351	229
219,1	178	377 и выше	254

Таблица 9. Рекомендуемые соотношения диаметров бурильных труб и УБТ

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Бурильной трубы	УБТ	Бурильной трубы	УБТ
60	73	114	146
64	73	127	146
73	89	129	146
89	108	140	146, 178
93	108, 120	147	178, 189
102	120, 133	168	189, 203
108	133	170	219, 229

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно составлять не менее 0,75. Если для рассматриваемого варианта оно меньше, чем 0,75, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом диаметр над долотного участка УБТ (1-я секция УБТ) должен соответствовать табл. № 2. В таблицах 4,5,6,7,8,9,10 приведены соотношения диаметров элементов бурильной колонны и обсадных колонн.

[89]

Таблица 10. Рекомендуемые соотношения диаметров бурильных труб и обсадных колонн [66]

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Обсадной трубы	Бурильной трубы	Обсадной трубы	Бурильной трубы
114,3	60	244,5	114,127,140,147
127	60	273,1	127,140,147
139,7	60,73	298,5	140,147,168,170
146,1	60,73	323,9	140,147,168,170
168,3	60,73,89	339,7	140,147,168,170
177,8	73,89,102	377	140,147,168,170
193,7	89,102,114	406,4 и более	140,147, 168,170
219,1	114,127		

Таблица 11. Рекомендуемые соотношения диаметров долот и забойных двигателей [62]

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Долота	Забойного двигателя	Долота	Забойного двигателя
76-98,4	42	120,6-139,7	108
76-98,4	54	139,7-158,7	110
76-98,4	60	139,7-158,7	124-120
101,6-114,3	85	139,7-165,1	127
101,6-114,3	88	171,4-190,5	145
101,6-114,3	95	171,4-190,5	155
120,6-139,7	104,5	190,5-200	172
120,6-139,7	105	200-215,9	178
120,6-139,7	106	212,7-222,3	195
120,6-139,7	107	269,9 и выше	210-240

§ 12. Подготовительные работы к бурению скважины

Подготовительные работы к бурению являются важной частью в цикле строительства скважины. После приема буровой из монтажа и проведенных пусконаладочных работ, силами буровой бригады производятся подготовительные работы к бурению. Обустраивается вахтовый поселок в соответствии с правилами пожарной безопасности с составлением акта. Расположение вахтового поселка должно быть высота вышки плюс 10 м от буровой. Производится ревизия бурового оборудования, смазка и шприцовка, пробная обкатка. Опрессовываются нагнетательные линии буровых насосов, пневмолнии, опробываются все механизмы буровой, забуливается шурф для размещения квадрата. Все механизмы и оборудование должны быть укомплектованы соответствующими табличками о их технических характеристиках и состоянии механизма, оборудования. Проверяется освещенность рабочих мест на предмет соответствия правилам в НГП. Проверяется соответствие рабочих площадок, проходов, лестниц, ограждений – соответствии правилам в НГП. Укомплектовывается пожарный инвентарь, согласно стандарта предприятия и требований Пожнадзора. Обустраиваются мета для курения. Территория должна быть обвалована, спланирована, освобождена от посторонних предметов. Подземные коммуникации и якоря оттяжек вышки, должны быть четко обозначены. Хранение ГСМ должно осуществляться на безопасном расстоянии от устья скважины и вахтового поселка и иметь обваловку.

Персонал буровой бригады должен быть ознакомлен с требованиями ПБ и ООС а так же с нормативными требованиями Ростехнадзора России и других государственных органов. Весь персонал, находящийся на буровой должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, спецодеждой. Руководство работами по бурению скважины должно осуществляться лицами, получившими соответствующее право после аттестации по Промышленной безопасности и предотвращению НГВП, а так же допущенных к выполнению работ в качестве руководителя горными работами.

Несмотря на то, что узлы и агрегаты буровых установок унифицированы и существуют единые схемы монтажа буровых, в зависимости от географических, геологических характеристик месторождений, видов бурения, наземные сооружения и буровое оборудование могут размещаться в различных вариантах. [9]

Единым требованием для всех – это учет розы ветров для размещения вахтового поселка, а при его отсутствии административного помещения.

При бурении в районах Крайнего Севера на заболоченной местности отдельных разведочных скважин, без устройства лежневых дорог и площадок под буровую делается следующее: в зимнее время делается рекогносцировка местности в районе точки бурения, намечаются и наносятся на схему места расстановки вышеперечисленных сооружений (насосная, блок приготовления растворов, склад химреагентов) вахтового поселка. По зимнику производят монтаж буровой, завозятся все необходимые материалы и хим. реагенты необходимые для бурения, с тем, чтобы в летний период вести бурение скважины.

При бурении скважины на месторождениях с повышенным содержанием сероводорода насосный блок нельзя располагать ближе, чем 30 метров от вышечного.

При кустовом бурении скважин, когда скважин в кусте может насчитываться до 30, в схеме монтажа оборудования предусмотрена передвижка только вышечного блока в паре с силовым, при этом удлиняется манифольд и желобная система. При такой схеме расположения оборудования лебедка и ротор имеют отдельный привод.

Завозится инструмент необходимый для забуливания скважины и обсадные трубы для первой обсадной колонны (согласно ведомости). На буровой должен быть график ППР оборуду-

дования. Составляется акт готовности буровой, для приемки ее комиссией предприятия, после устранения замечаний комиссии буровая принимается горнотехническим инспектором.

Документация обязательная при бурении скважины

На буровой должна быть следующая документация (может корректироваться буровым подрядчиком или Заказчиком):

- Геолого-технический наряд;
- Вахтовый журнал;
- Режимно-технологическая карта;
- Журнал проверки знаний по видам работ;
- Журнал инструктажа на рабочем месте;
- Акт на опрессовку манифольда, акт опрессовки пневмосистемы, циркуляционной системы;
- Акт готовности буровой;
- Сертификат на талевый канат;
- Паспорт на бурильные трубы, элеваторы, переводники, УБТ;
- Коллекторский журнал;
- Журнал параметров бурового раствора;
- Планы работ на технологические операции;
- Журнал сводок;
- План ликвидации аварий;
- Контактная информация ближайшего медицинского учреждения;
- При въезде на территорию буровой должны быть размещены хорошо различимые знаки, информирующие о наименовании организации, номере бригады, номере скважины и фамилии бурового мастера, схема организации движения транспорта по площадке;
- Удостоверения о проверке знаний персонала буровой бригады по:
 - а. Промышленной безопасности;
 - б. НГВП;
 - в. Пожарно-техническому минимуму;
 - г. Оказанию первой медицинской помощи;
 - д. Охране труда;
 - е. Оборудование работающее под давлением
 - ж. Подъемные сооружения
- Проект на строительство скважины;
- Регламенты на технологические операции;
- Пусковая документация;
- Журнал приема и отправления телефонограмм;
- График ППР оборудования;
- Схема размещения оборудования, вахтового поселка и коммуникаций.

Глава 4. Физико-механические свойства горных пород

Одним из основных объектов внимания, то, с чем сталкивается персонал при строительстве скважины, это горные породы, знание свойств горной породы позволяет правильно оценивать текущую обстановку, прогнозировать подбор и поведение долота в тех или иных случаях.

§ 13. Понятия о горной породе

Горными породами называются плотные или рыхлые агрегаты, слагающие земную кору. Горные породы состоят из зерен, кристаллов, обломков различных минералов, а также вещества, связывающего (цементирующего) эти частицы и поры. Во многих породах содержится вода, которая оказывает влияние на взаимосвязь минеральных частиц. Основными породообразующими минералами являются: группа кварцевых (кварц, кремнь, халцедон и др.), силикаты (полевые шпаты, амфиболы, пироксены и др.), карбонаты (кальцит, доломит), гидрофильные землистые (каолинит, монтмореллонит и др.) и водорастворимые (гипс, галит и др.). [9] Горные породы по происхождению делятся на:

- 1) Магматические;
- 2) Осадочные;
- 3) Метаморфические.

Магматические породы образуются в результате охлаждения и затвердевания магмы. В зависимости от места ее затвердевания они делятся на интрузивные (извегшиеся); эффузивные (изменившиеся). К первым относятся: гранит, сидерит, диорит, габбро; ко вторым – диабаз, андезит, базальт и др.

Осадочные горные породы образуются в результате разрушения земной коры (воздействия воды, ветра, солнца), к ним относятся: песчаники, сланцы, известняки, торф, уголь, каменная соль и др. При бурении на нефть и газ наиболее часто встречаются породы, состоящие из следующих минералов: глинистых, сульфатных, карбонатных.

Метаморфические породы образуются в результате изменения внутреннего строения, химического состава и физических свойств под влиянием высокой температуры и давления (кварциты, мрамор, слюдяные сланцы и др.).

С происхождением пород связаны их петрографические свойства, в том числе структура (строение) и текстура (сложение).

Под структурой понимают особенности строения, обусловленные формой, размерами и способом сочетания зерен. Различают кристаллическо – зернистую и обломочную структуры.

Под текстурой понимают расположение и распределение различных по структуре минеральных агрегатов. Различают:

- Массивную;
- Слоистую;
- Сланцевую;
- Полосчатую и др. текстуры.

Основной признак текстуры – слоистость, в некоторых породах она выражена сетчатостью. По строению горные породы подразделяются на кристаллические, аморфные, обломочные. Кристаллическими могут быть осадочные и магматические породы. Осадочные кристаллические породы образуются в результате выпадения солей из водных растворов или в результате химических процессов, происходящих в земной коре. К ним относятся: соль, гипс, ангидрид, известняки, мел, доломиты и органогенные породы. Горные породы аморфного состояния встречаются реже. К ним относятся естественные стекла – обсидианы, кремни. Важную группу составляют обломочные породы, которые образуются в результате выветривания, переноса под действием воды или ветра. Горные породы могут быть однородными, неоднородными, изотропными, анизотропными. Однородные имеют одинаковые свойства во всех точках, неоднородные – разные. Горные породы неоднородные – полиминеральны, в основном. Изотропные породы обладают одинаковыми свойствами во всех направлениях, анизотропные – неодинаковые. [9]

В механике горных пород по характеру связи между частицами породы разделяются на три основные группы:

- 1) скальные;
- 2) нескальные;
- 3) сыпучие.

У прочных пород частицы связаны цементирующим материалом, у нескальных – частицы связаны коллоидными пленками. Сыпучие – между собой не связаны. [9]

Под механикой горных пород, применительно к процессам строительства скважин, может пониматься:

- Во-первых, основные положения механики разрушения горных пород, использование которых обеспечивает эффективное разрушение горных пород при минимуме затрат времени и материальных средств;
- Во-вторых, ее законы в целях сохранения устойчивости уже сформированного или формирующегося ствола скважины. [9]

Механические и абразивные свойства горных пород

1. **Механическими свойствами** называется способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности.

2. **Деформацией** называется способность горных пород изменять без разрушения свою форму и размеры в результате направленного на них силового воздействия.

3. **Прочностью** называется способность горных пород воспринимать силовые воздействия без разрушения.

4. **Упругостью (релаксацией)** называется способность горных пород восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействия.

5. **Пластичностью** называется способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействия.

Горные породы при нагружении, могут характеризоваться одновременно всеми вышеперечисленными свойствами. Но в основном ведут себя как упруго-хрупкие тела, когда напряжения достигают предел упругости, следуют закону Гука, но связь между напряжением и деформацией сложна. [9]

Упругое поведение тел, в том числе горных пород, может быть охарактеризовано модулем Юнга (E), коэффициентом Пуассона (μ) или модулем сдвига (G):

$$E = 2G(1 + \mu) \quad (3.3.)$$

где:

$$E - 10^7 \text{ н/м}^2, G - 10^7 \text{ н/м}^2;$$

Породы одного и того же минералогического состава по разной степени уплотненности имеют разные модули упругости, с увеличением напряжения модуль упругости возрастает, следовательно, с увеличением глубины увеличивается горное давление, увеличивается модуль упругости. На модуль упругости значительно влияет минералогический состав, структура, текстура, условия залегания, природа вещества, заполняющая поровое пространство, температура, при увеличении которой многие минералы ведут себя как вязкоупругие тела.

По твердости горные породы можно разделить на пять групп: 1 – мягкие; 2 – средние; 3 – твердые; 4 – крепкие; 5 – очень крепкие.

По пластичности разделяются на 6 групп: 1 – хрупкие горные породы; 2–5 – малопластичные, среднепластичные, пластичные.

Графически процесс нагружения горной породы можно показать на графике, Рис. 4.1.

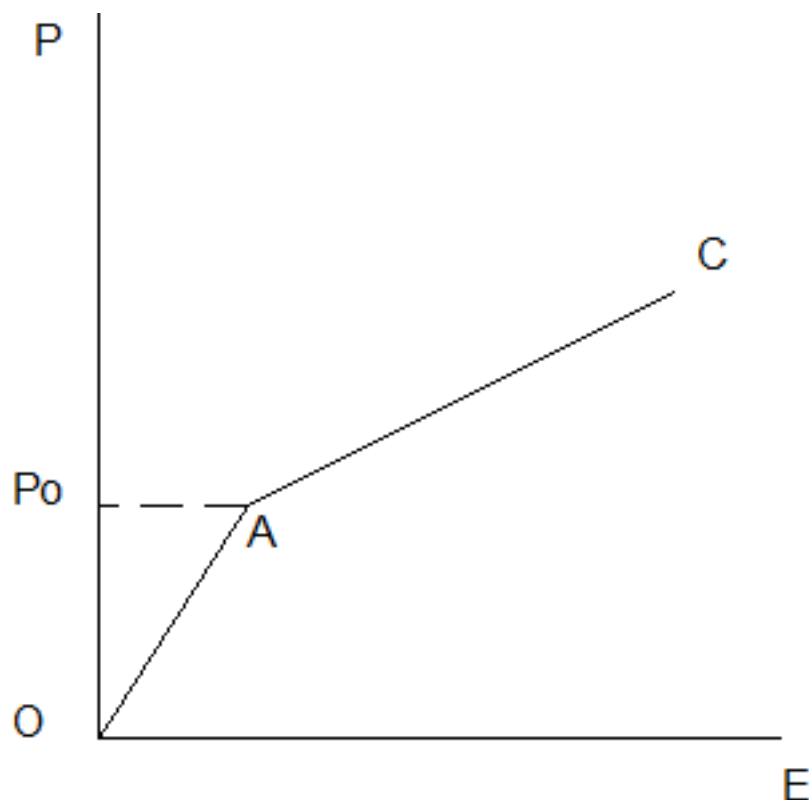


Рис. 4.1. Процесс нагружения горной породы

$$\rho_0 = P_0 / S_{ш} \text{ кгс/мм}^2 \quad (3.2)$$

где:

- ρ_0 – твердость по штампу, вдавливаемого в породу;
- P_0 – нагрузка, при которой начинается пластическое течение, кгс;
- Точка А – начало разрушения образца горной породы;
- $S_{ш}$ – площадь штампа, мм².

Абразивная способность горных пород – это способность изнашивать разрушающий их инструмент. Главная причина абразивного износа твердых тел – неровности на соприкасающихся поверхностях. Поверхности касаются только в точках контакта. В общем случае абразивный износ – процесс очень сложный. В одних участках обеспечивается механическое сцепление, в других – молекулярное сцепление. Коэффициент трения о породу тем больше, чем выше ее твердость при одинаковом минералогическом составе. При сухой породе трение выше, смоченной – ниже. Повышение температуры выше 200 °С повышает коэффициент трения. [9]

Основные закономерности разрушения горных пород

Горные породы разрушаются вследствие отрыва или сдвига, скалывания, среза. При сжатии порода разрушается преимущественно на скалывание, при растяжении – на разрыв. Разрушение горных пород процесс очень сложный и разрушение на скалывание и отрыв сопровождают друг друга. Процесс разрушения происходит по-разному: в одном случае требует времени, в твердых породах разрушение истиранием или раздавливанием; в другом – с большой скоростью, где разрушение происходит резанием в мягких породах. Продолжительность

разрушения для одной и той же породы при прочих равных условиях определяется величиной нагрузки, температурой, активностью среды, напряженным состоянием пород.

Наибольшая эффективность при разрушении горных пород достигается оптимальном сочетании нагрузки на долото, числом оборотов, параметров промывочной жидкости.

В соответствии с вышеизложенным можно прийти к выводу, что для различных пород, имеющих разные физико-механические свойства, необходимо применять разные способы разрушения. Это дробление, скалывание, резание, истирание, комбинирование. Это достигается применением различных типов долот и конструкций долот. Эффективность работы долота (применимо к мягким или разрушенным породам) повышается также за счет увеличения скорости истечения струи (~ 110 л/с) из насадок долота, использования асимметричной промывки (неравномерное омывание забоя), увеличения мгновенной фильтрации бурового раствора, вызывающая проникновение фильтрата между зернами и трещинами пород слагающих забой. При этом увеличение числа оборотов оказывает отрицательное воздействие на скорость углубления за счет уменьшения времени контакта зуба с породой. Эффективность работы долота так же улучшается, если вибрациям, возникающими в процессе работы управлять или их устранять.

Глава 5. Разрушение горных пород

§ 14. Породоразрушающий инструмент

При раскопках в Египте, в долине реки Нил, обнаружено громадное число гидрогеологических скважин, возраст которых исчисляется сотнями лет до нашей эры. В некоторых случаях в текстах, высеченных на камнях, сохранились даже даты их прокладки. И что вызывает изумление, есть и такие скважины, которыми население по прошествии почти 20 веков пользуется в пустыне и поныне. Кроме того, не представляет секрета и то оборудование, с помощью которого египтяне в древности производили бурение скважин. В начальный период работа выполнялась неотесанными каменными, сделанными из кремня, долотами, прикрепленными к деревянным палкам (шестам). Однако впоследствии каменное долото сменило металлическое сверло-зубило.

Впоследствии бурение вращательным методом осуществлялось лопастными долотами.

Шарошечное долото с правильным конусом изобретено в США Хьюзом в 1909 году. Это было революционное техническое решение по повышению эффективности бурения нефтяных, газовых, взрывных и др. скважин.

Работа шарошечного долота, как и других видов долот является механическим процессом. Очевидно, что все процессы протекают одновременно и создают сложную картину взаимодействия породо-разрушающих элементов долота с горной породой. Для упрощения различные явления рассматриваются отдельно.

Особенностью работы долота является отсутствие жестких устройств, направляющих инструмент по оси скважины. Забой, по форме близкий к плоскому, не способен центрировать долото, а направляющие инструмент стенки скважины не могут предотвратить колебания оси долота.

В настоящее время, долота, оснащенные резцами PDC, разработанные на базе лопастных долот, почти вытеснили шарошечные долота, но это не говорит о отсутствии интереса к ним буровиков.

Энергозатраты, качество работы и скорость бурения напрямую зависят от правильной подборки долота, от качества его изготовления и свойств материала, из которого он изготовлен. Породоразрушающий инструмент в настоящее время претерпел значительные изменения и постоянно совершенствуется. Повсеместное применение долот типа PDC и увеличение диапазона их применения, значительно улучшило показатели бурения, эксплуатация этих долот существенно отличается от эксплуатации шарошечных долот. Контроль за работой сервисной долотной компании, рациональной отработкой долот, снижает вероятность аварий с долотами, достижению максимальной рейсовой скорости проходки. Основные параметры бурового инструмента: под параметрами инструмента обычно подразумевают все данные, которые позволяют оценить его конструкцию, технический уровень, степень надежности в работе, определяют его техническую и общественную полезность, экономическую эффективность, позволяют выявить область рационального применения и др. Один из важнейших, наиболее универсальных параметров, общий для всех видов бурового инструмента – фактический срок его службы (стойкость). Он обеспечивает возможность оценить общественную полезность (практическую ценность) конструкции инструмента каждого классификационного подразделения и входит в эксплуатационную характеристику в качестве ее основного компонента. Он может быть выражен в различных единицах, чаще всего в часах. Стойкость, или долговечность, инструмента характеризует работоспособность промышленного изделия. Срок службы, стойкость, или долговечность, инструмента, его узла или детали зависит от условий применения и режима

эксплуатации. С увеличением глубины бурения роль этих параметров растет и применение инструмента, характеризующегося небольшим сроком службы (или малой часовой стойкостью), оказывается экономически невыгодным. Параметр, весьма близкий к сроку службы, – проходка на инструмент (в метрах). Его называют показателем работы (долота или другого породоразрушающего инструмента). Этот параметр доминирует при анализе работы и сравнительных испытаниях разных моделей или модификаций однотипного бурового инструмента. При анализе работы породоразрушающего инструмента в некоторых случаях (например, при бурении относительно неглубоких интервалов скважин) на первое место выдвигается механическая скорость проходки, чаще всего ее среднее значение как частное от деления проходки на время чистого бурения.

Очень важная составляющая в работе с долотами является оценка износа долот. Этот вид сервиса очень важен для подбора наиболее эффективного инструмента для бурения следующей скважины на данной площади. Изучение износа позволяет точно восстановить ход процесса бурения и определить, какие изменения необходимо сделать в процедуре подбора буровых долот для следующей скважины. Анализ износа долот также дает понятие о возможных путях корректировки параметров бурения с целью повышения качества производства буровых работ и снижения стоимости проходки при бурении последующих скважин.

Типы породоразрушающего инструмента

Породоразрушающий инструмент делится на следующие типы по характеру разрушения горной породы:

- Скалывающего и дробящего – скалывающего типа (шарошечные долота);
- Режущего типа (лопастные долота и долота PDC);
- Истирающего типа (алмазные долота и долота ИСМ);

Шарошечное долото представляет из себя механизм, состоящий из сваренных между собой секций (лап), на цапфах которых на тела качения или скольжения вращаются оснащенные вооружением в виде твердосплавных зубков или фрезерованных зубьев шарошки. В корпусе долота выполняются промывочные устройства для подачи через них на забой промывочной жидкости.

На наружной поверхности ниппеля, образованного хвостовиками лап, нарезается присоединительная замковая резьба. С целью предотвращения потери диаметра долота, спинки и козырьки лап могут армироваться износостойким материалом. Для обеспечения работы опоры в смазке шарошки на цапфе герметизируются уплотнительным устройством, а в корпусе устанавливается компенсирующее устройство, заполненное смазочным материалом.

В зависимости от физико-механических свойств горных пород долоту необходимо придать качество, обеспечивающее наибольшую эффективность разрушения породы (резанием, дроблением, дробящее-скалывающим, режуще-скалывающим, истирающим) действием, при наименьших энергетических затратах. [9]

На сегодняшний день в мире серийным производством шарошечных долот, занимаются 20 компаний. Из них первое место по техническому уровню и качеству долот принадлежит пяти компаниям:

Hughes Christensen – аббревиатура долот: R, GTX, MAX, GT, STR, MX, HR, XL, STX.

Smith – аббревиатура долот: DSJ, MGSS, FDS, FGS, XR+, DTJ, OFS, GMS, MG, FG, MF, MGS, MF, FI, F, GFI.

Reed – аббревиатура долот: EMS, N, HP, ENT, TD, MNT, SL, Y, EHP, EM, TDD.

Security DBS – аббревиатура долот: XN, XT, XS, XLC XS, XLD.

Varel – аббревиатура долот: L, ETR, CH, CHS, ETD, LH, V, M.

В России и СНГ остались прежние производители долот ОАО «Волгабурмаш» ОАО, создана и работает компания «Буринтек». Кроме того, долота в меньших объемах выпускают фирмы США: Rock Bit, Walker-McDonald и др, Япония: TIX, Румыния: Industrial, Венгрия: DKG, Китай: Kingdream и др. [43]

Долговечность шарошечных долот определяет эффективность процесса углубления скважины, при этом их прочность и износостойкость во многом определяется правильным выбором и качеством сталей и других конструкционных и упрочняющих металлов, и сплавов, резин и смазок.

В связи с тем, что буровые долота эксплуатируются в исключительно тяжелых условиях, подбор сталей и других материалов должен быть строго дифференцирован для каждого отдельного элемента долота – от тел качения и подшипников скольжения до корпусов лап, шарошек и армирующих твердосплавных наплавов.

Опора лапы долота – цапфа, на которой вращается шарошка, подвергается воздействию значительных статических и динамических нагрузок. Особенности условий работы цапфы характеризуется контактно-усталостным изнашиванием в случае негерметизированной опоры. Поэтому сталь, используемая для изготовления лапы долота, должна обеспечивать высокую прочность и вязкость в сочетании с высокой контактной выносливостью и хорошей износостойкостью. Кроме того, конструктивные особенности буровых долот обуславливают необходимость хорошей свариваемости материала лап. К материалу корпуса шарошки, особенно с твердосплавным вооружением, предъявляется не менее сложный комплекс требований, поскольку он должен обеспечивать надежное удержание твердосплавных зубков, закрепляемых в отверстиях шарошки способом холодной запрессовки. [9]

В соответствии со способами разрушения горных пород изготавливаются следующие типы буровых долот:

- 1 – Шарошечные;
- 2 – Долота типа PDC;
- 3 – Фрезерные;
- 4 – ИСМ;
- 5 – Алмазные долота;
- 6 – Бицентричные, оснащенные резцами PDC;
- 7 – Долота для ударного бурения;
- 8 – Долота для бурения с отбором керна (кольцевым забоем);
- 9 – Лопастные.

Заслуживает внимания повышение показателей работы долот в результате криогенной обработки. По анализу работы 196 долот, отработанным в глубоком бурении, повышение показателей опытных долот над серийным составило по проходке на 31,5 %, по стойкости 14 % и по механической скорости бурения на 17 %. По долотам ИСМ получено увеличение проходки в четыре раза по сравнению с серийными, за счет предотвращения разрушения промывочных каналов и образования кольцевой выработки на торце долота. У долота PDC обработанного жидким азотом износостойкость корпуса значительно повысилась.

§ 15. Шарошечные долота

В настоящей главе рассмотрены долота Волгобурмаш рис. 44. Отечественные долота Волгобурмаш приведены к мировым стандартам и соответствуют стандартам API, и по коду IADC всегда можно подобрать аналог долота любого производителя.

Условные обозначения долот ВБМ по коду IADC

Классификация шарошечных долот по IADC – основана на четырехсимвольном коде, отражающем конструкцию долота и тип горных пород, для бурения которых оно предназначено. Первые три символа – цифровые, а четвертый – буквенный. Последовательность цифровых символов определяется как «серия – тип – опора / калибрующая поверхность». Четвертый буквенный символ определяется как «дополнительные характеристики».

Первая цифра кода – серия вооружения долота (1–8).

Восемь категорий серий вооружения соответствуют общей характеристике горных пород, для бурения которых предназначено долото. Серии от 1 до 3 определяют долота с фрезерованным вооружением, а серии от 4 до 8 – долота с твердосплавным вооружением. Внутри групп фрезерованных и штыревых долот увеличение цифры серии означает увеличение твердости пород, для которых предназначено долото.

Вторая цифра кода – тип вооружения долота (1–4). Каждая серия разделена на 4 типа в зависимости от твердости разбуриваемых пород. Тип I означает долота для бурения наиболее мягких пород в пределах серии, а тип 4 – относится к наиболее твердым породам в пределах серии.

Третья цифра (1–7) характеризует конструкцию опоры и наличие (или отсутствие) твердосплавных вставок на калибрующих поверхностях шарошек.

1 – открытая (негерметизированная) опора.

2 – открытая опора для бурения с продувкой воздухом.

3 – открытая опора + твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек.

4 – герметизированная опора на подшипниках качения.

5 – герметизированная опора на подшипниках качения + твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек.

6 – герметизированная опора на подшипниках скольжения.

7 – герметизированная опора на подшипниках скольжения + твердосплавные вставки на калибрующих поверхностях шарошек. Категории 8 и 9 – резервные, для возможного использования в будущем. [43]

Четвертый буквенный символ кода – «дополнительные характеристики» (необязательная). 16 букв используются для обозначения специальных конструкций вооружения, опор, промывочных устройств и защиты корпусов долот.

Некоторые конструкции долот могут иметь более чем одну из дополнительных характеристик. В таких случаях указывается наиболее существенная из них.

A – долота для бурения с продувкой воздухом вместо промывки буровым раствором;

B – специальная конструкция уплотнений, допускающая, на пример, бурение с повышенной частотой вращения;

C – центральная насадка;

D – специальная конструкция вооружения, минимизирующая отклонение ствола скважины;

E – удлиненные насадки;

G – усиленная защита козырьков лап наплавкой или твердосплавными зубками;

Н – долота для направленного или горизонтального бурения;
J – гидромониторные долота для бурения с набором кривизны;
L – калибрующие накладки на спинках лап, армированные твердосплавными зубками;
M – долота для бурения с забойными двигателями;
S – стандартные долота с фрезерованным вооружением;
T – двухшарошечные долота;
W – усовершенствованное вооружение;
X – зубки преимущественно клиновидной формы;
Y – зубки конической формы;
Z – другие формы зубков. [43]

Трехшарошечные долота

215,9 AUL-LS62Y-R437

215,9 – Диаметр, мм;

AUL – Продуктовая линия;

LS62Y – Префиксы;

R437 – Суффиксы;

62-Код IADC (две первые цифры)

Суффиксы:

X – Клиновидный зубок, Y – Конический зубок;

Z – Зубок другой формы;

T – Усиленная объемная наплавка зубьев;

G – Армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки;

D – Армирование зубками с алмазным покрытием обратного конуса шарошки;

GG – Двойной ряд плоских зубков на тыльном конусе шарошек;

DD – Двойной ряд алмазных зубков на тыльном конусе шарошек;

P – Дополнительный калибрующий ряд зубков (подрезные зубки);

F – Высокоскоростное покрытие шарошек карбидом вольфрама.

Префиксы:

C – Центральная промывка;

K – Комбинированная промывка;

A – Продувка воздухом;

N – Удлиненные насадки;

L – Наплавка козырька и набегающей грани лапы;

S – Армирование спинки лапы твердосплавными зубками;

D – Армирование спинки лапы зубками с алмазным покрытием;

B – скос на спинке лапы.

Алмазные долота

215,9 FD-377M-A03 (S333)

215,9 – Диаметр долота;

FD – Продуктовая линия;

FD – долота для бурения сплошным забоем;

D – долота для набора кривизны;

BD – долота для бурения с одновременным расширением скважины;

CB – долота-головки бурильные для отбора керна.

M – Тип породы:

S – Мягкие;
SM – Мягкие-средние;
М – Средние;
МН – Средние-твердые;
Н – Твердые.



Рис. 5.1. Шарошечное долото

Шарошечные долота выпускаются: с одной, двумя и тремя шарошками. По характеру воздействия на горную породу подразделяются: дробящего действия, дробяще-скалывающего действия, истирающе-режущего типа, режуще-скалывающего типа. [9]

Долота типа М Рис. 44 – предназначены для бурения самых мягких, нецементированных, а также более плотных и менее пластичных сланцевых глин, пористых мергелей, песчаников, органогенных и органогенно-обломочных сильнопористых известняков, рыхлых песков, чередующихся слабоцементированных песчаников и глин. Имеют самоочищающиеся шарошки, оси шарошек смещены в направлении вращения, чем достигается эффект резания. Большой угол наклона оси шарошки к оси долота позволяет вписать в скважину шарошки больших диаметров.

Долота типа МС – предназначены для разбуривания вязких, пластичных, абразивных пород, бурение которых долотами типа М вызывает интенсивный износ вооружения. Оси шарошек также смещены в сторону вращения относительно оси долота. Отличие двух типов долот в вооружении. Долота типа МС применяются для проходки мягких, с прослойками средней твердости абразивных пород; сланцевых глин плотных и слабопористых, глинистых мергелей, пористых глинистых сланцев и аргиллитов плотных и слабопористых, твердых сланцев с раковистым изломом и метаморфизованных, гипса, каменной соли, меловых отложений, цементированных ангидридов, известняков средней твердости, доломитов.

Шарошки двух и трех конусные самоочищающиеся, со смещенными осями долота в сторону вращения, но меньше, чем у долот типа М. Вооружение то же, но высота меньше. [8]

Долота типа МСЗ – Рис. 5.3 применяются для проходки мягких с прослойками средней твердости абразивными породами. Аналогичны долотам МС, но в шарошках вместо литых зубьев запрессованы твердосплавные зубки клиновидной формы. Рис. 5.4.



Рис. 5.2. Долото тип С



Рис. 5.3. Долото типа М



Рис. 5.4. Долото типа МСЗ

Долота типа С Рис. 5.2 используются для бурения средних по твердости малоабразивных пород (пластичных, хрупких): глинистых песчаных сланцев и аргиллитов сильнопористых, алевролитов кварцевых с глинистым базальным цементом плотных и слабопористых, алевролитов с глинистым поровым цементом, пористых известняков.

Долота дробящего действия (долота типа СТ) – применяются для бурения пород средней твердости с пропластками твердых пород (хрупких и пластичных); алевролитов кварцевых с глинистым цементом плотных и слабопористых, алевролитов кварцевых с карбонатным базальным цементом плотных и слабопористых песчаников кварцевых с контактным цементом пористых, известняков пористых органогенных и органогенно-обломочных мелкозернистых, доломитов сильно пористых, слабопористых, доломитов чередующихся с глинистыми и гипсовыми прослойками, ангидридов и конгломератов твердых и других пород, перемежающиеся с прослойками более твердых и окременелых, и более абразивных пород.

У этих долот, как правило, двух или трех конусные самоочищающиеся шарошки, оси которых пересекаются в одной точке на оси долота. Шарошки снабжены мелкими зубьями с большими углами заострения. [9]

Долота типа Т – предназначен для бурения твердых хрупких скальных малоабразивных с пропластками крепких абразивных пород: песчаников кварцевых, плотных слабопористых, с карбонатным или сульфатным базальным цементом, с регенерационным цементом, чередующихся с пропластками окременелых пород, сильноабразивных, доломитов плотных слабопористых, кремниевых сланцев. Отличие от долот типа Т и ТЗ наличием на периферийной части венца шарошек вставных твердосплавных зубов с полусферической рабочей частью. Применяются для бурения с промывкой и продувкой воздухом.

Долота типа ТКЗ – применяются для бурения скальных пород с прослоями абразивных. Отличаются от долот типа Т и ТК вооружением шарошек, в которые вместо фрезерованных зубьев впрессованы штыри с клиновидной формой.

Долота типа К – применяются для разбуривания самых твердых и крепких абразивных пород (хрупких) окременелых и кремнистых, мелкокристаллических известняков, доломитов, кварцитов, нитритов и др. Оснащен полусферическими зубками.

Долота типа ОК – предназначены для разбуривания очень крепких пород, сильно абразивных (горнорудная промышленность). Вылет зубка малый.

Шарошечными долотами бурили 90 % скважин на нефть и газ, в настоящее время долота PDC вытесняют повсеместно шарошечные долота. Несмотря на более высокую стоимость долот PDC, они эффективней шарошечных долот, но полностью заменить шарошечные не смогут. [48]

По конструкции корпуса шарошечных долот делятся на две группы: А – секционные долота от 46 до 346 мм, корпус сварной; Б – корпус целый, литой. Шарошки на долоте вращаются на шариковых и роликовых подшипниках. Шариковый также служит замком, удерживающим шарошку на цапфе. В зависимости от комбинации подшипников долота могут быть: низкооборотные, преобладают ролики, в шифре долота имеется буква Н; высокооборотные, преобладают шарики, в шифре имеется буква А; долота с герметизированной опорой, где подшипники герметизированы специальным сальниковым уплотнением, а смазка подается по каналам в лапах из специальной полости, в шифре присутствует ГНУ и ГАУ. У серии ГНУ – опора качения (ролики), ГАУ – опора скольжения. Характерная особенность долот этих серий: вращение долот невозможно без приложения начальной нагрузки. [9]

Компоновка узлов и деталей шарошечного долота приведена на Рис. 5.5.

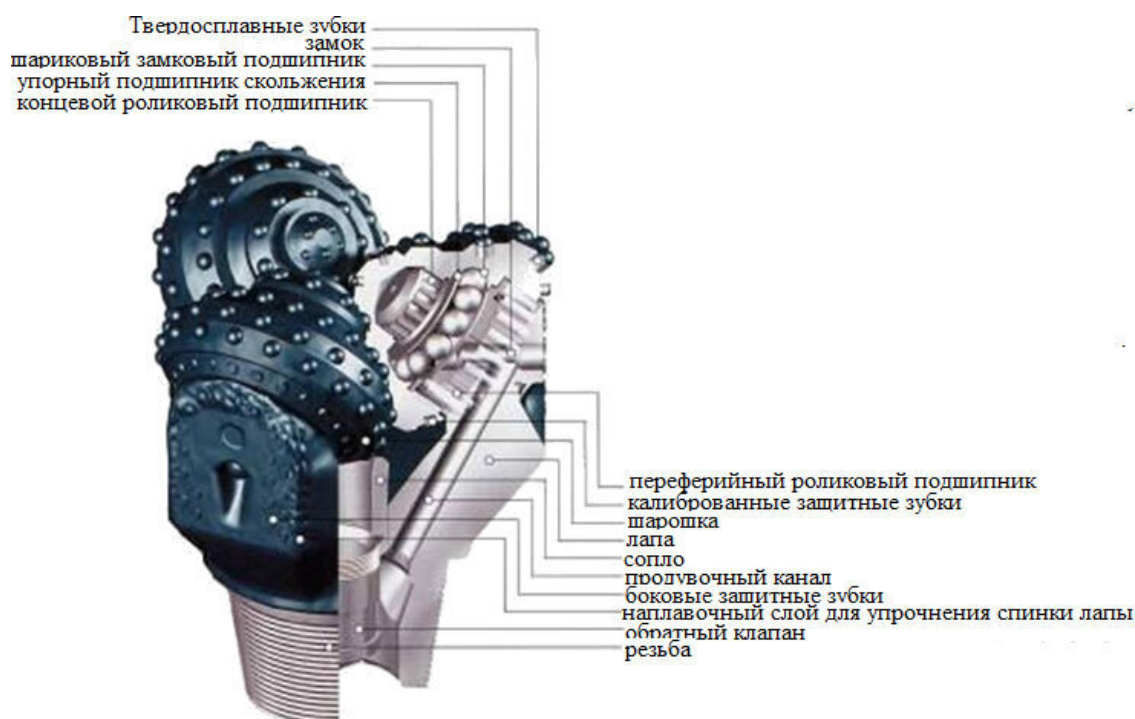


Рис. 5.5. Компановка шарошечного долота

Существуют различные виды узлов промывки: центральная, гидромониторная, асимметричная, с горизонтальным направлением одного сопла, с вертикальным направлением. Для гидромониторной промывки применяются насадки, изготавливаются за рубежом из вольфрама кобальтового твердого сплава, устойчивого к абразивному износу, в России из металлокерамики. Диаметр и количество насадок рассчитываются для конкретных условий бурения, для создания гидромониторного эффекта и эффективной очистке забоя. Насадки могут быть мини удлиненные и макси удлиненные. Также изготавливаются щелевые насадки из высокопрочного чугуна. [9]

Ассортимент шарошечных долот достаточно велик. По диаметрам, диапазон долот составляет от 93 мм до 914,4 мм. Компанией Huges Christensen разработано гибридное долото на базе шарошечного и долота PDC рис. 5.6. По сравнению с обычными типами алмазных долот PDC, уровень крутильных колебаний в системе буровых долот Кутега на 50 процентов меньше, поэтому его называют динамически устойчивым. Предназначены для бурения в перемежающихся твердых абразивных породах, состоящая из сланцевой глины, песка, эрозивного гранита, плотного песчаного пропластка, известняка и ангидритов, перемежающихся

породах. Прерывистое скольжение возникает только при низких оборотах вращения долота. Так же снижены вихреобразные возмущения при высоких оборотах вращения долота. [21]



Рис. 5.6. Гибридное долото

§ 16. Кинематика шарошечного долота при бурении скважин

Шарошечное долото является своеобразным механизмом, преобразующим в процессе взаимодействия с забоем вращения бурильной колонны или вала забойного двигателя в продольные, крутильные, а в определенных условиях, поперечные колебания.

Сильные вибрации могут привести:

1. Разрушению бурильных труб;
2. Разрушению элементов вышки;
3. Повреждению забойных двигателей и забойной аппаратуры;
4. Увеличению диаметра скважины;
5. Преждевременному износу долота;
6. Снижению $V_{мех.}$;

При усилении вибраций и при отсутствии контроля за их уровнем, может возникнуть явление «резонанса», которое может привести к катастрофическим разрушениям элементов бурильных труб и долота. [54]

Продольные и крутильные колебания органически связаны со спецификой конструкции шарошечных долот и принципом их работы.

Колебания имеет волновую природу. [6] Они классифицируются на:

- Продольные;
- Поперечные;
- Крутильные;

Они возникают одновременно и зависят от волновой характеристики бурильной колонны и включенных в ее компоновку устройств (калибраторов, центраторов, демпферов, амортизаторов), типоразмера долота, свойств разбуриваемых пород, параметров режима бурения.

Основные причины возникновения колебаний:

- Скачкообразный характер разрушения горных пород;

Ухабистость забоя скважины, которая в свою очередь зависит от:

а) воздействия бурильной колонны на забой при ее продольных и крутильных колебаниях;

б) резких и частых изменениях параметров режима бурения;

в) неоднородности, трещиноватости, и резкой перемежаемости по твердости разбуриваемых пород;

г) различия давления под разными опорными зубцами долота, вызываемого:

1. Неравномерным износом цапф и деталей подшипников долота, приводящим к нарушению соосности геометрической оси шарошки с осью вращения, а как следствие, к неодинаковому динамическому нагружению разных опорных зубцов;

2. Неравномерным износом зубцов, приводящим к образованию разной площади контакта с породой;

3. Зубчатая рабочая поверхность долота; пульсация давления в нагнетательной системе;

4. Дискретную подачу инструмента и др.

Форма поверхности ухабообразного забоя может быть различной, но наиболее вероятной является волнообразная

Экспериментально установлены характеристики колебаний:

Частота продольных колебаний:

- Высокочастотные колебания – 110–170 Гц;
- Низкочастотные колебания – 3–20 Гц;

Частота крутильных колебаний:

- Низкочастотные – 6–16 Гц;
- Высокочастотные – 120–220 Гц;
- Промежуточные – 20–110 Гц;

Амплитуда продольных колебаний составляет 0,1–1 мм. Хотя абсолютные значения частоты для различных видов колебаний различный, однако, порядок числовых значений примерно одинаков. Поэтому колебания, в которых работает долото, можно разделить на две гармоника: – высокочастотную и низкочастотную. [54]

§ 17. Практические приемы и устройства для снижения воздействий вибраций при бурении

Практика показывает, что высокочастотные колебания бурильного инструмента, возникающие при перекатывании зубцов шарошки по забою скважины и недостаточные по амплитуде для объемного разрушения породы, могут быть без ущерба погашены. [54]

В этом случае опоры шарошек будут испытывать вибрации меньшей интенсивности и ресурс долота возрастет.

Низкочастотные колебания связаны с усилием прижатия бурильной колонны к стенкам скважины, носят релаксационный характер и полностью связаны по частоте и амплитуде с крутильными колебаниями.

По данным исследований, низкочастотные колебания по амплитуде в 1,3–2,6 раза превышают статические усилия нагружения долота бурильным инструментом. Эта нагрузка способна создавать усилия для объемного разрушения забоя скважины. Следовательно, эффективность работы долота при условии сохранения динамических импульсов, возникающих при воздействии низкочастотных колебаний бурильного инструмента, повышается. При возникновении вибраций необходимо:

- Заново приработать долото;
- Отбурить 1–1.5 м нового ствола;
- Остановить вращение на 15–30 сек. и промыть забой;
- Продолжить бурение на пониженных режимах;
- При продолжении вибраций изменить режим бурения – снизить об/мин и/или повысить нагрузку на забой;

Если принятые меры неэффективны, необходимо применять в КНБК над долотный амортизатор. Рекомендуются над долотный амортизатор устанавливать на некотором расстоянии от долота, для использования низкочастотных колебаний при разрушения породы.

Для гашения продольных и крутильных колебаний разработаны различные конструкции амортизаторов, демпферов. В качестве амортизирующего элемента используются эластомеры и пружины.

Увеличение количества промывочной жидкости, подаваемой на забой скважины, снижает амплитуду продольных колебаний;

Неравномерность нагрузки на долото увеличивает амплитуду крутильных колебаний;

Поперечные колебания можно снять установкой полноразмерного над долотного калибратора, если это не спровоцирует рост зенитного угла скважины.

Если, самые высокие значения механической скорости проходки (ROP) достигаются при использовании нескольких комбинаций, нагрузка на долото (и обороты долота), то всегда нужно использовать наименьшую по величине комбинацию, что позволит снизить вероятность возникновения вибраций.

В крепких породах вероятность возникновения вибраций достаточно велика, поэтому необходимо при переходе из мягких пород в твердые, снижать скорость вращения долота, и проводить тест по подбору режима бурения. Максимальная скорость проходки должна быть при минимальных вибрациях. Из практики известно, что при возникновении осевых вибраций, уход в сторону снижения осевой нагрузки и оборотов ротора до 40–60 об/мин, устраняет вибрации, но снижает механическую скорость проходки. Увеличение скорости вращения ротора до 200 об/мин, так же устраняет вибрации, при увеличении мех. скорости проходки, но риск слома бурильных труб и УБТ возрастает. [54]

§ 18. Долота истирающего типа

Алмазные долота – применяются для нижних интервалов бурения, в малоабразивных и абразивных породах твердых и средней твердости (известняки, аргиллиты, плотные глины, ангидриты, доломиты, песчаники и др., где проходка на шарошечные долота 5–10 м). Изготавливаются диаметрами: 140; 159; 188; 214,3; 241; 267 мм:

- а. Однослойные;
- б. Радиальные;
- с. Ступенчатые;
- д. Ступенчатые с шаровыми выступами;
- е. Импрегнированные с примерно равномерным распределением в матрице (слой 5–6 мм) зерен алмазов.

К конструктивным элементам относятся: сорт, размер, форма и выступление из матрицы зерен алмазов, конструкция центральной и торцевой части, высота калибрующей поверхности, твердость и абразивная стойкость матрицы, а также конструкция промывочных узлов. В долотах обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза (самого твердого минерала), именуемую карбонатом, карбонадо (бразильские технические алмазы) или черным алмазом. Но цвет алмазов этой разновидности может изменяться от черного до темно-коричневого, серого и серовато-зеленого в зависимости от присутствия тех или иных примесей. Перед использованием в буровых долотах природные алмазы обычно окатывают (овализуют) путем трения алмаза об алмаз. В результате такой обработки получают более прочные овализованные алмазы, подверженные раскалыванию в меньшей степени, чем остроугольные.

По размещению алмазов в матрице различают две разновидности долот: однослойное и многослойное, т. е. с импрегнированными алмазами (Рис. 5.7). Однослойные долота получают при однослойной укладке относительно крупных алмазов в графитовую пресс-форму, что приводит к их распределению в определенном порядке на поверхности матрицы, а импрегнированные – при равномерном перемешивании алмазов (как правило, мелких и невысокого качества) с частицами карбида вольфрама и другими компонентами матрицы перед спеканием долота. В импрегнированных долотах алмазы перемешаны с матрицей. Долото так спроектировано, что изношенные алмазы будут постепенно выпадать из долота по мере износа матрицы. Следовательно, стойкость таких долот существенно выше чем традиционных, а МСП не должна уменьшаться. [9]

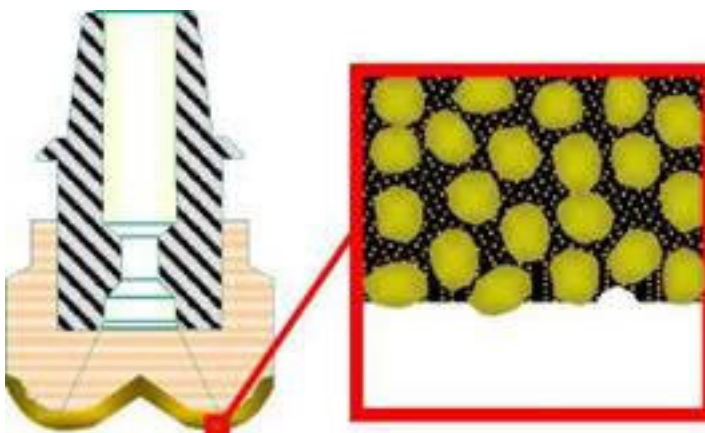


Рис. 5.7. Импрегнированные алмазные долота

Для различной твердости пород существуют различные профили. Кроме того, используется азное число и размер лопастей. Для более твердых и перереслаивающихся пород используется средний более плоский и круглый профиль. Количество лопастей увеличено.

Технические показатели алмазных долот во многом зависят от качества и размеров алмазов. Качество определяют группой и категорией, а размер – числом камней на 1 кар (0,2 г). Работоспособность алмазного долота в наибольшей степени, чем инструмента любого другого вида, зависит от чистоты ствола и забоя и качества промывки. При наличии металла или твердого сплава (даже в малом количестве), или крупных обломков крепких пород на забое происходит образование выбоин, выкрашивание или раскалывание алмазов и быстрое разрушение долота. При недостатке бурового раствора наблюдается перегревание и растрескивание (прижог) алмазов.

Долота ИСМ – отличие от алмазных: сверхтвердый материал, которым оснащены вставки (породоразрушающие элементы). Этот материал называется славутичем. Характерное отличие – высокая износостойкость. Выпускаются три разновидности: режущие, торцевые (зарезные), истирающие. В настоящее время ведется работа по изготовлению долот ИСМ для твердых абразивных пород. В отличие от алмазных долот, ИСМ более дешевые, меньше эффект поршневания, устойчивы от разрушения при работе по металлу. Существует метод повышения стойкости долот ИСМ за счет охлаждения в жидком азоте. [62] При опытной отработке 12 долот на Усинском нефтяном месторождении, стойкость увеличилась в среднем в четыре раза. При отработке серийных долот изнашивалась матрица долота – образовывалась кольцевая выработка, происходил рост давления на насосе, рейс прекращался. В Оренбургской области было отработано долото PDC, при износе резцов корпус долота не изнашивался, долото было обработано жидким азотом. На опытных образцах это явления происходило тоже. Исследованиями, установлены причины улучшения показателей работы долот, не только ИСМ, но и шарошечных долот за счет фазовых превращений металла.

Испытания показали, криогенная обработка – цементированной стали, несколько повышает ее износостойкость при ударно-усталостном изнашивании. Повышает твердость и прочность цементированного слоя и снижает содержание остаточного аустенита его структуре, в результате криогенной обработки не приводит повышению хрупкости. Кроме того, как следует из анализа фрактограмм, у обработанных холодом образцов наблюдается более вязкое разрушение поверхности при ударе, что приводит к повышению износостойкости. Криогенная обработка не ухудшила свойства герметизирующих материалов и смазочных материалов опор долота.

Учитывая, что затраты на криогенную обработку долот невелики, такой вид обработки был бы целесообразен

§ 19. Особенности эксплуатации алмазных долот

Область применения алмазных долот – крепкие абразивные породы. Особенностью обработки алмазных долот является износ по диаметру, что в песчаниках является проблемой. Расширку при этом, можно производить только шарошечным долотом, имеющими ограниченный ресурс, поэтому нужно заранее знать ресурс алмазного долота по диаметру, инженеру необходимо лично присутствовать при навороте, спуске и замере диаметра долота. При расширке шарошечным долотом велика вероятность оставления шарошек (если ресурс определен неправильно) и заклинке долота, поэтому инженер должен лично присутствовать при этой операции. Перед спуском алмазного долота в скважину, ствол скважины проверяется на наличие сужений, особенно в крепких породах (места сужений прорабатываются шарошечными долотами), забой скважины очищается от металла, при помощи забойных шламометаллоуловителей и магнитных фрез. Структурно-механические свойства бурового раствора доводятся до минимально допустимых значений. Спуск алмазного долота производится на ограниченной скорости. Нагрузка на алмазное долото, по сравнению с шарошечными значительно ниже и составляют 5–8 т.с. Требуют высоких скоростей вращения инструмента, при ограниченных нагрузках. Недостатки-очень низкая механическая скорость проходки. [62]

Ассортимент алмазных долот

Долота типа М – для бурения мягких пород, однослойные. Матрица тороидально-ступенчатая, выпускается пять размеров: ДК-188М6, ДК241М6, ДК267М6, ДК292М6. Д – алмазное долото, К – ступенчатый профиль, 188 – диаметр долота, М – тип долота, 6 – порядковый номер модификации.

Долота типа С – для бурения средних пород, изготавливаются как однослойные, так и импрегнированные. Выпускают три размера: 138, 149, 188;

Импрегнированные долота типа С – 7–8 мм рабочий слой, форма ступенчатая, выпускают два размера: ДИ188С6, ДИ212С6.

Долота типа СТ – для бурения среднетвердых пород; однослойные, радиальные, изготавливают четыре размера: ДР159СТ1.[9]



Рис. 5.8. Алмазное долото

§ 20. Долота типа PDC

Новым типом породоразрушающего инструмента являются долота оснащенными резцами PDC. Рис. 52 Изначально область их применения – бурение в мягких породах, разработчики долот успешно проектируют и начинают опробовать долота PDC в средних и твердых породах и даже абразивных. Преимущества долот PDC перед шарошечными долотами:

1. Отсутствие опоры долота;
2. Более высокая механическая скорость проходки;
3. Более высокая стойкость и соответственно проходка на долото по сравнению с шарошечными долотами;
4. При правильном выборе интервала применения долот PDC, значительная их экономическая эффективность по сравнению с шарошечными долотами и долотами истирающего типа.



Рис. 5.10. Долото PDC

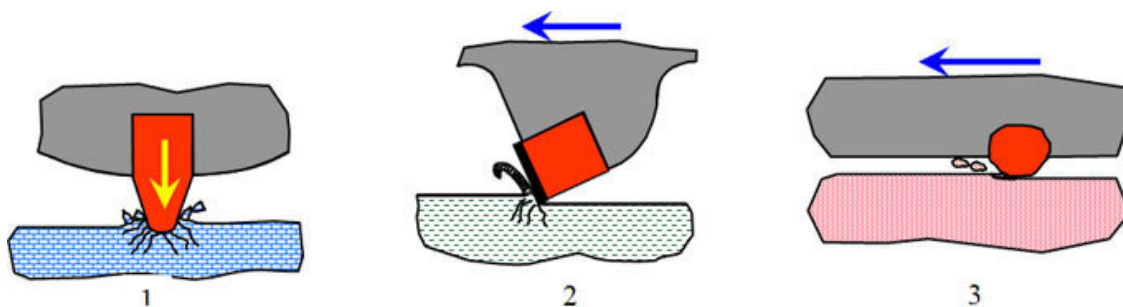


Рис. 5.11. Механизм разрушения горной породы различными типами долот.

1 – разрушение зубком шарошки;

Раздавливание и отрыв частиц породы, зубок требует высоких удельных нагрузок для дробления породы сжатием.

2 – разрушение резцом PDC;

PDC резец срезает слой породы. Породы легче разрушаются при боковой нагрузке в связи с анизотропными свойствами горных пород;

3 – разрушение истиранием (алмазосодержащим зубком алмазные долота, ИСМ).

Долота PDC имеют наиболее энергетически эффективную режущую структуру.

Современные резцы PDC используются при бурении от мягких до средне-крепких, абразивных пород. Долота PDC конструируются и изготавливаются индивидуально, в строгом соответствии с требованиями заказчика. [48]

Основные конструктивные параметры долот PDC:

1. Профиль долота;
2. Размер и тип резцов;
3. Плотность установки резцов;
4. Распределение резцов;
5. Распределение режущих усилий;
6. Стабилизирующие устройства;
7. Гидравлика;
8. Система калибрующих резцов.

Профиль долота

Профиль режущей структуры долота выбирается исходя из физико-механических свойств проходимых пород, а также в соответствии с технологическими особенностями бурения (направленное и т. п.).

Размер резцов.

Из большого разнообразия диаметров резцов PDC, имеющих на рынке, используются 6мм, 9мм, 13мм, 16мм, 19мм и 22мм резцы;

6 мм – резцы – применяются только в долотах малого диаметра;

9 мм – резцы-применяются в долотах для бурения твёрдых пород там, где ранее использовались долота, армированные натуральными алмазами;

13 мм – резцы-наиболее широко используемый размер, оптимален для бурения средних и средне-твёрдых пород;

16 мм – резцы-используются в тех случаях, когда 13мм резцы, слишком твёрдые породы, а 19мм, – слишком мягкие породы;

19 мм – 22 мм резцы-предназначены для бурения в мягких и средне мягких породах с высокой скоростью проходки. [48]

Профиль долота.

Влияет непосредственно на:

- Стабильность работы долота;
- Управление направлением бурения;
- Плотность посадки резцов;
- Надёжность долота;
- V мех;
- Очистку и охлаждение долота.

Компоненты профиля долота.

- Центр;
- Конус;
- Нос;
- Плечо или наружный конус;
- Наружный диаметр (ODR);
- Калибрующие.

Центр – (геометрический центр долота).

Различается по углу открытия Cone

- Глубокий конус ($\sim 90^\circ$);
- Мелкий конус ($\sim 150^\circ$).

Глубокий конус.

Преимущества:

- Высокая стабильность долота;
- Повышенное содержание алмазов.

Недостатки:

- Сложность управления направлением бурения;
- Хуже очистка;
- Снижение агрессивности

Мелкий конус

Преимущества:

- Управляемость направлением бурения;
- улучшение очистки;
- Повышение агрессивности.

Недостатки:

- Снижение стабильности;
- Уменьшение объёма алмазов.

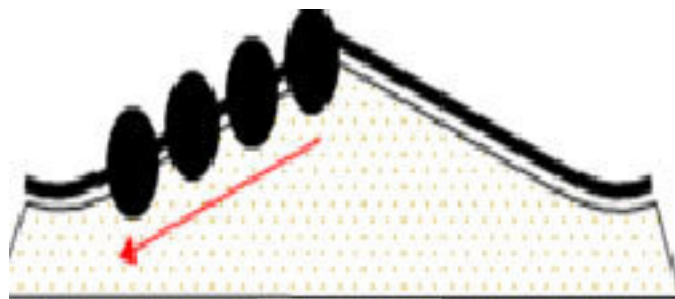


Рис. 5.12. Профили долот PDC

Профиль долот

4 основных типа:

- Плоские;
- Короткая парабола;
- Средняя парабола;
- Длинная парабола.

Долота с плоским профилем используются для бурения крепких, мало абразивных пород;

Долота с длинным параболическим профилем предназначены для бурения мягких пород;

Обратный угол резания:

- Угол атаки породы;
- Увеличение его даёт повышение ударной прочности и износостойкости резца;
- Снижение обратного угла повышает $V_{\text{мех}}$;

Выбирается в соответствии с условиями бурения с учётом получения максимальной производительности долота.

Большой обратный угол резания соответствует более мягким породам и наоборот. Величины обратных углов

- 5° – 10° Очень мягкие – глины, сланцы, высокие скорости бурения;
- 15° Универсален, мягкие поды – сланцы;
- 20° Универсален, дольше жизнь резца, абразивные породы;
- 30° Крепкие породы, типично для калибрующих резцов. [94]



Рис. 5.13. Типовые обратные углы резания

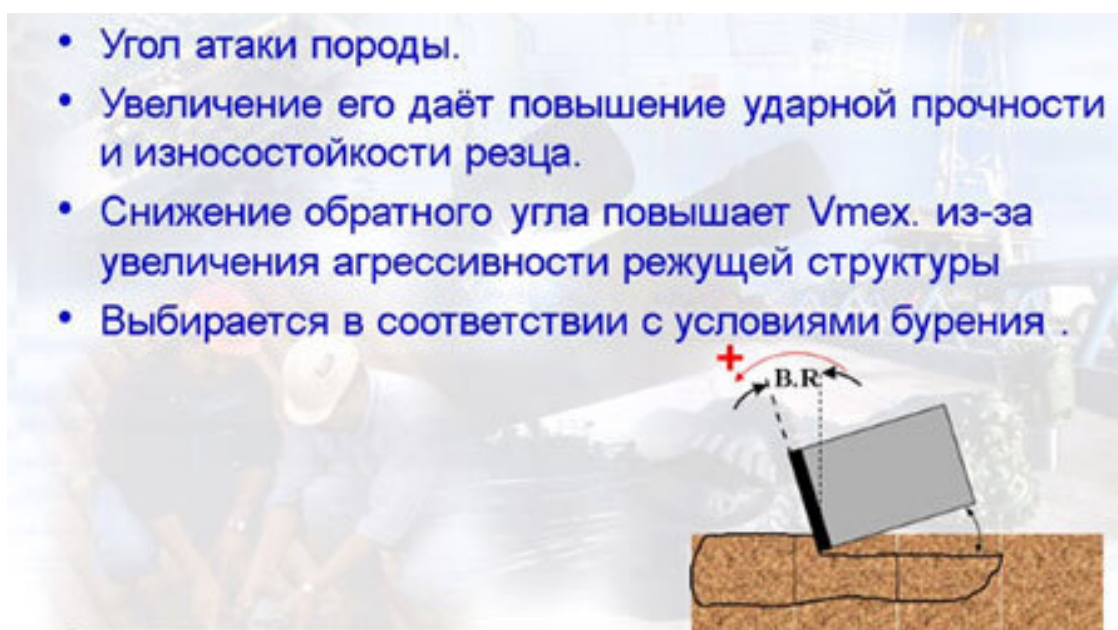


Рис. 5.14. Обратный угол резания

Классификация долот PDC

- С твердосплавным вооружением;
- С комбинированным вооружением:
- Твердосплавное вооружение + PDC;
- Для бурения с отбором керна;
- Для зарезки боковых стволов;
- Для наклонно-направленного бурения;
- Для бурения с одновременным расширением ствола скважины (бицентричные долота)

• Ступенчатые.

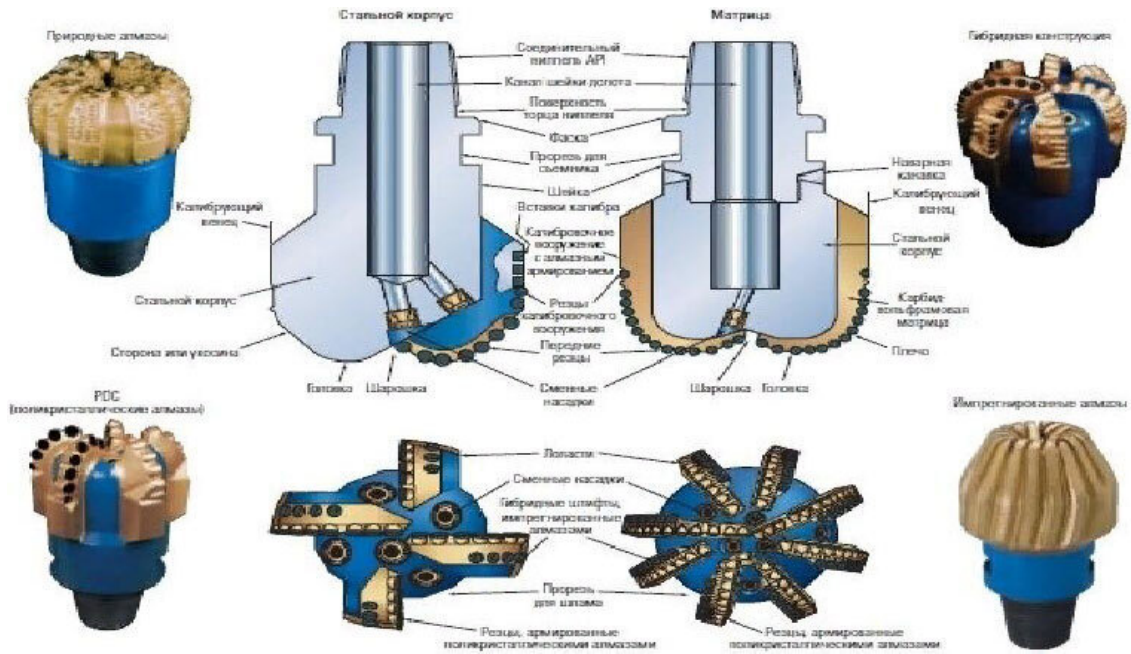


Рис. 5.15. Типы долот PDC

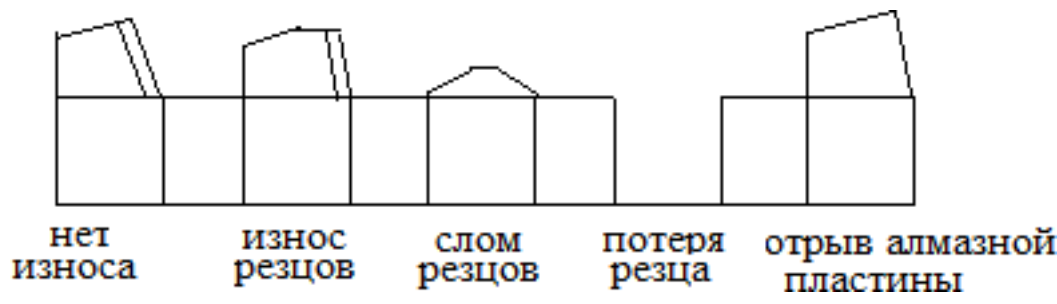


Рис. 5.16. Характеристика износа сегментов долот PDC

Таблица 11. Классификация долот PDC по коду IADC

Тип корпуса	Тип горных пород		Диаметр резцов		Тип профиля долота
М-матричный корпус	1	Очень мягкие	2	19	1-короткий рыбий хвост
			3	13	
			4	8	
	2	Мягкие	2	19	2-короткий профиль
			3	13	
			4	8	
S-стальной корпус	3	Мягко-средние	2	19	3-средний профиль
			3	13	
			4	8	

Перспективным направлением совершенствования долот PDC, являются долота с матричным корпусом. Матрица изготавливается из композиционных материалов. Металлическая матрица композиционных материалов (спеченный твердый сплав, обладающий высокими противобразами, упруго пластичными свойствами и микро твердостью) выбирается из

условий получения максимальной удельной прочности материала, обеспечения связи между упрочняющими элементами и получения необходимых технологических и эксплуатационных свойств. Она обеспечивает передачу нагрузки на волокна, вносит существенный вклад в модуль упругости и снижает чувствительность к концентраторам напряжений. В качестве матриц используются магний, алюминий, титан, кобальт, никель и их сплавы, стали. [48]

В отличие от долот с одноразовым стальным корпусом, матричные долот подлежат ремонту. Восстановление PDC долота позволяет значительно увеличить его ресурс. Износ PDC долота в основном заключается в абразивном истирании PDC резцов, скалывании их алмазных пластин, а также утрате PDC долотом номинального диаметра и возникновении кольцевых проточек на его корпусе.

§ 21. Бицентричные долота

Бицентричные долота рис 5.17. предназначены для бурения с одновременным расширением ствола скважины, разработаны как альтернатива раздвижным шарошечным расширителям. Область применения – бурение ниже башмака спущенной колонны, диаметром более диаметра колонны. Пилот центрует долото по оси скважины, расширитель расширяет и формирует увеличенный ствол скважины. [48] Разработаны в СССР в г. Киеве. Впервые успешно применены и доработаны с участием автора в Арчединском УБР П/О Прикаспийбурнефть, при бурении скважин под хвостовик на Тенгизском нефтяном месторождении. Были оснащены твердосплавным вооружением, получен диаметр 240 мм. В дальнейшем компании Smith bits, Bakker, Reed и др. западные компании значительно улучшили показатели бицентричных долот, за счет использования резцов PDC.

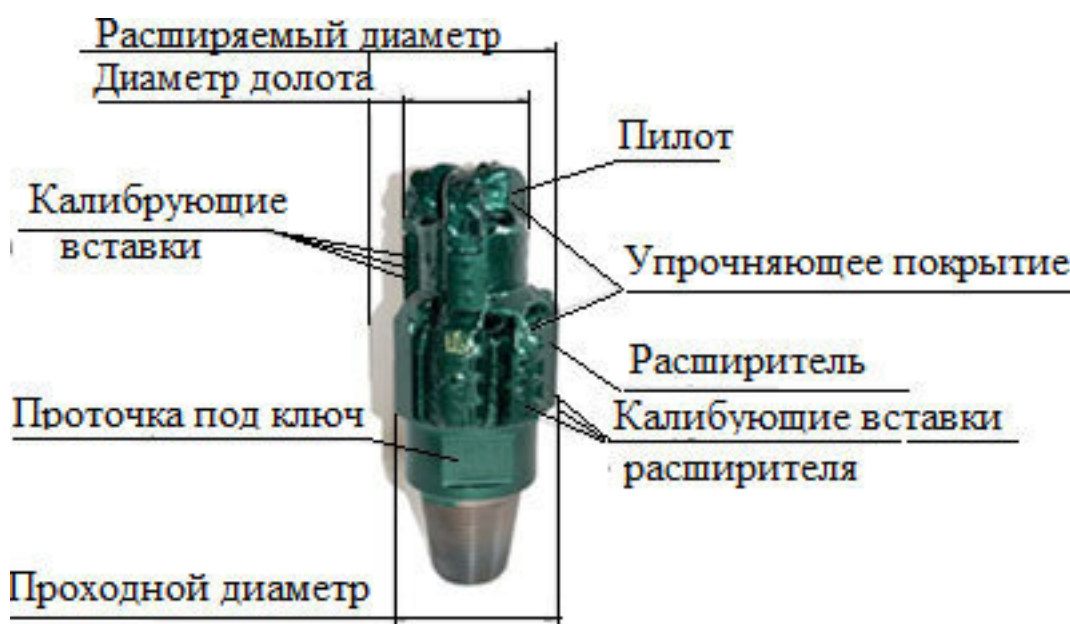


Рис. 5.17. Бицентричное долото

§ 22. Описание износа шарошечных долот

Код IADC является универсальным и при наличии большого количества производителей всегда можно подобрать аналог долота любого производителя. Зная код износа по коду IADC, можно оперативно подобрать замену долота, что снизит риск простоя (Табл. 12). В России износ долота определяется по коду ВНИИБТ обозначается, где В – износ вооружения, %; П – износ опоры; Д – износ по диаметру, К – количество заклиненных шарошек. 215,9МСЗВ-04 В2П2Д3(к-1).

Результаты работы долота заносятся в карточку работы долот: по горизонтам, под каждую колонну (т. е. по диаметрам), по вооружению, в целом по скважине, в целом по буровому предприятию.

Зарубежные долота описываются более детально, для чего разработана методика оценки износа долота.

T				B	G	REMARKS	
1	2	3	4	5	6	7	8
CUTTING STRUCTURE				B	G	REMARKS	
Inner Rows (I)	Outer Rows (O)	Dull Char. (D)	Location (L)	Brng. Seal (B)	Gage 1/16 (G)	Other Dull (O)	Reason Pulled (R)

Рис. 5.18. Код IADC стандартная форма описания долот

Группа «Т» – режущая структура долота

1 – Внутренние венцы (I) – описывается средний износ резцов, расположенных внутри 2/3 радиуса долота.

2 – Наружные венцы – описывается средний износ резцов, расположенных на наружной 1/3 радиуса долота

3 – Характеристика износа режущей структуры долота

4. Местоположение (L)

Буквенный или цифровой код используются, чтобы указать местоположение на режущей поверхности долота, где отмечен характерный износ

5. Подшипниковые узлы (B)

Это графа используется для оценки и описания только для шарошечных долот. В случаях работы с алмазными долотами поставьте букву «Х».

6. Потеря диаметра долота (G)

8. Причина прекращения отработки долота ®

Восьмая графа используется для записи причины прекращения отработки долота. [43]

Таблица 12. Характеристики износа шарошечных долот.

<i>BC</i> - излом шарошки	<i>LT</i> -выпадение режущих элементов
<i>BT</i> - излом режущих элементов	<i>NO</i> - нет информации
<i>BU</i> - зашламование	<i>OC</i> -эксцентричный износ долота
<i>CC</i> - трещины шарошек	<i>PB</i> - сжатое долото
<i>CD</i> - задир на шарошках	<i>PN</i> - забитая насадка
<i>CI</i> - касание шарошек	<i>RG</i> -закругленные калибрующие
<i>CR</i> - «кернование»	<i>SD</i> -повреждение козырька лапы
<i>CT</i> - сколы режущих элементов	<i>SS</i> - перезаострение зубков
<i>ER</i> - эрозия	<i>TR</i> - следы касания режущих элементов тела других шарошек
<i>FC</i> - плоский износ зубков	<i>WO</i> - размывы корпуса
<i>HC</i> - перегрев тв/спл. вставок	<i>WT</i> - нормальный износ режущих элементов
<i>JD</i> - работа по металлу	<i>LN</i> - потеря насадки
<i>LC</i> - потеря шарошек	

Характеристики износа долот с алмазным вооружением

<i>BF</i> - трещины по сварке	<i>WO</i> - размыв корпуса
<i>BU</i> - зашламование	<i>Wt</i> - износ резцов
<i>BT</i> - поломка резцов	<i>NO</i> - не определено
<i>CR</i> - выработка центра – коринг	<i>NR</i> -повторное использование исключено
<i>LT</i> - потеря резцов	<i>CT</i> - скол алмазов
<i>OC</i> - смещён центр вращения	<i>ER</i> - эрозия
<i>PN</i> - закупорка пром. путей	<i>FC</i> - плоский износ
<i>RG</i> - закругл. калибрующие	<i>HC</i> - перегрев тв/спл. опоры
<i>RO</i> - круговая канавка по торцу	<i>JD</i> - пост. предметы на забое
<i>RR</i> - возможно повт. использование	<i>LN</i> - потеря насадок

Таблица 13. Коды операций производимых работ по скважине

Код	Описание	Код	Описание
<i>BHA</i>	Смена КНБК	<i>TD</i>	Достижение проектной глубины
<i>LH</i>	Оставлено в скважине	<i>DST</i>	Испытание пласта
<i>CM</i>	Обработка раствора	<i>TQ</i>	Рост крутящего момента
<i>LOG</i>	Геофизические работы	<i>DTF</i>	Отказ погружного инструмента
<i>CP</i>	Отбор керна	<i>TW</i>	Обрыв труб
<i>PP</i>	Изменение давления на стояке	<i>FM</i>	Смена пород
<i>DMF</i>	Отказ забойного двигателя	<i>WC</i>	Погодные условия
<i>PR</i>	Падение мехскорости проходки	<i>HP</i>	Авария в скважине
<i>RIG</i>	Ремонт бурового станка	<i>WO</i>	Промыв труб
<i>DSF</i>	Проблемы с бурильной колонной	<i>HR</i>	Временной лимит

§ 23. Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ

Алмазные бурильные головки, как по своим конструктивным особенностям, так и по характеру воздействия на породу и столбик керна, в наибольшей степени подходит для колонкового бурения. По конструкции оси очень просты. Недостаток – высокая стоимость алмазов. По технологии изготовления имеют много общего с алмазными залежами. Поэтому могут классифицироваться на два класса – с природными и синтетическими алмазами и те же разновидности – радиальную, радиально-ступенчатую и спиральную.

С природными алмазами – три разновидности радиальные, однослойные ступенчатые и импрегнированные. КР 212 / 80 СТ2. К – бурголовка колонковая, Р – радиальная разновидность, 212/80 – наружный диаметр головки и керноприемника.

С синтетическими алмазами – две разновидности однослойные и импрегнированные ступенчатые. Бурильные головки ИСМ вооруженные вставками со сверхтвердым материалом; славутич выпускается одной разновидности МС – для бурения с отбором керна в среднемягких породах (М, МС, С). [9]

§ 24. Устройства для отбора керна

Одной из главных задач при бурении скважин является получение информации о породах залегающих на глубинах, перспективных по наличию углеводородов, а в параметрических скважинах все вскрываемые скважиной породы представляют интерес, как для исследователей, так и для практического применения. *Керноприемное устройство* предназначено для приема, отрыва от массива горных пород и сохранения керна в процессе бурения и во время его транспортирования по скважине и далее вплоть до его извлечения для исследований. *Керноприемные устройства*, согласно ГОСТ 21949–76, должны выполняться в следующих разновидностях: 1) Р – для роторного бурения; 2) Т1 – для турбинного бурения со съёмным керноприемником; 3) Т2 – для турбинного бурения без съёмного керноприемника. *Керноприемное устройство* Р2 1-го типа производится в единственной модификации – в виде снаряда Недра, в одной модели КДПМ-190 / 80 – для отбора керна диаметром 80 мм. *Керноприемные устройства* 2 типа предназначены для отбора керна из средне – и малопористых, перемежающихся пород, слабо размываемых промывочной жидкостью, мало разрушаемых. Они выполняются с несъёмным, изолированным от потоков промывочной жидкости керноприемником и применяются при низкооборотном бурении.

Для этой цели используются различные керноотборные устройства (Рис. 61) в сочетании с различными типами буроголовков. Буроголовки подбираются в зависимости от буримости предполагаемых пород, в которых предстоит отбирать керн.

Керноприемные устройства типа УКР и УК предназначены для бурения с отбором керна в различных физико-механических свойствах горных породах и условиях бурения.

Предлагаемые керноприемные устройства по технико-экономическим показателям не уступают зарубежным аналогам. [9]

Керноприемные устройства могут использоваться в одно и многосекционной сборке при бурении на различных глубинах, при любых реальных температурах и режимах бурения. Усовершенствованные устройства типа УК разработаны на базе широкоизвестных устройств типа УКР (Кембрий, Недра, Силур, Табл. 14), прошли широкую промышленную апробацию, подтвердившую их высокие эксплуатационные качества, основной показатель устройств – процент выноса керна, составляет около 100.



Рис. 5.19. Керноотборочный снаряд

Таблица 14. Типоразмеры устройств для отбора керна Российских производителей [7]

Тип керноприемного устройства	Нар, диаметр корпуса, мм	Диаметр керна, мм	Общая длина, мм
УК 105/67	105	67	7350
УК 127/80	127	80	7020
УК 172/100	172	101	7200
УК 185/133	185	133	7200
УКР-114/52 (Силур)	114	52	8595
УКР-122/67 (Кембрий)	122	67	7190
УКР-127/67 (Кембрий)	127	67	7530
УКР-138/67 (Недра)	138	67	15943-2 секц
УКР-164/80 (Недра)	164	80	15635-2 секц
УКР-172/100 (Кембрий)	172	100	15900-2 секц
УКР-203/100 (Недра)	203	100	16210-2 секц

Современные керноприемные устройства выпускаются трех типов:

- Для отбора керна из массива плотных пород;
- Для отбора керна в трещиноватых, перемятых породах;
- Для отбора керна в сыпучих породах.

Керноприемное устройство первого типа – снаряд «Недра», где грунтоноски вращаются с корпусом, жидкость отводится от керноприемника при помощи шара (КД11М190/80).

Керноприемное устройство второго типа имеет вращающуюся независимо от корпуса грунтоноску (СК164/80).

Керноприемное устройство третьего типа – обеспечивает герметизацию керна за счет эластичного керноприемника.

В основном используется снаряд «Недра» и «Кембрий», он может быть собран из нескольких секций по 7 метров. Модификация «Недра» SKU122/52, SKU138/67, SKU203/100.

Керноприемные устройства для турбинного бурения выпускают в четырех моделях: КТДЗ-240; КТДЧС-240; КТДЧС-195 и КТДЧС-172. КТД – колонковое турбинное долото. При турбинном бурении формирование и хранение керна затруднено, его диаметр мал, процент выноса низок, поэтому при отборе керна обычно переходят на роторный способ. [9]

Колонковые снаряды, выпускаемые зарубежными производителями

За рубежом широко применяют эффективные устройства фирм «Нортон кристенсен», «ДБС», «Диамнт Борт». Например, в мировой практике широко известно керноотборное устройство с несъемным керноприемником серии 250П (рисунок 5.20), с помощью которого успешно отбирали керн на ряде нефтяных месторождений в России. Устройство состоит из предохранительного переводника 1 с крупной ленточной резьбой 2 для отсоединения в случае прихвата корпуса 6. Керноприемник 8, имеющий шариковый обратный клапан 5, подвешен на шаровой опоре 3. Корпус имеет два стабилизатора 4 и 7. Нижняя часть имеет кернорватель 9. Разрушение породы производится бурильной головкой 10. Как видно из рисунка 62 керноотборное устройство 250П близко по конструкции к устройству серии «Недра». Сообщается, что после некоторой модернизации с помощью 250П возможен отбор идентифицированного керна. Фирма «Нортон Кристенсен» выпускает также керноотборное устройство серии 300 со съемным керноприемником (рисунок 5.21). Устройство включает грибообразную головку 1 для захвата и подъема керноприемника 5. Керноприемник подвешен в корпусе 4 на шаровой подвеске 2. Верхняя часть керноотборника снабжена дренажным шаровым клапаном 3. В устройстве имеется так же кернорватель 6 и бурильная головка 7. Фирмой ДБС, разработано керноотборное устройство для отбора керна из высокопористых нефтенасыщенных пород (рисунок

64). Специалисты фирмы считают, что без изоляции керна, при доступе к нему бурового раствора на водной основе, а также при извлечении керна из кернаприемной трубы, в воздух испаряется до 50 % нефти, содержащийся в порах керна. А это приводит к тому, что в геологических материалах появляется неверная информация о продуктивности изучаемого нефтеносного пласта. Во время рейса с отбором керна происходит отток из керна нефти и воды в губчатый пористый материал 10, находящийся в алюминиевой втулке 9. При подъеме керна-отборного устройства, с забоя до устья, происходит падение давления от пластового до атмосферного, при этом газ, находящийся в образце породы, увеличивается в объеме, стремясь вытолкнуть нефть и воду в губчатый материал. [26]

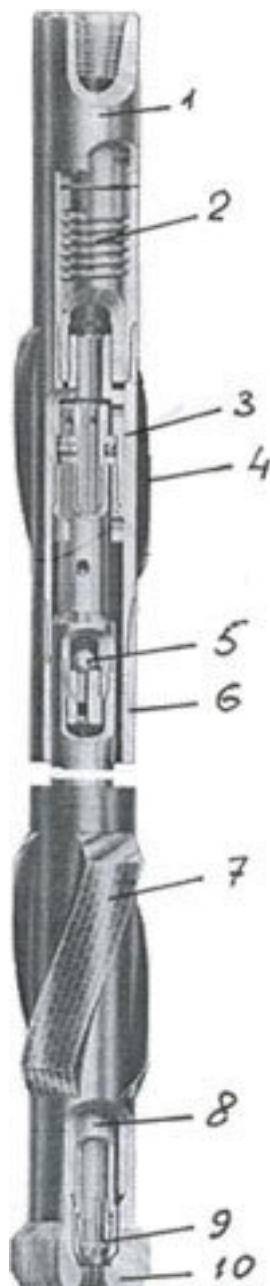


Рис. 5.20. Кернаотборное устройство с несменным кернаприемником серии 250П

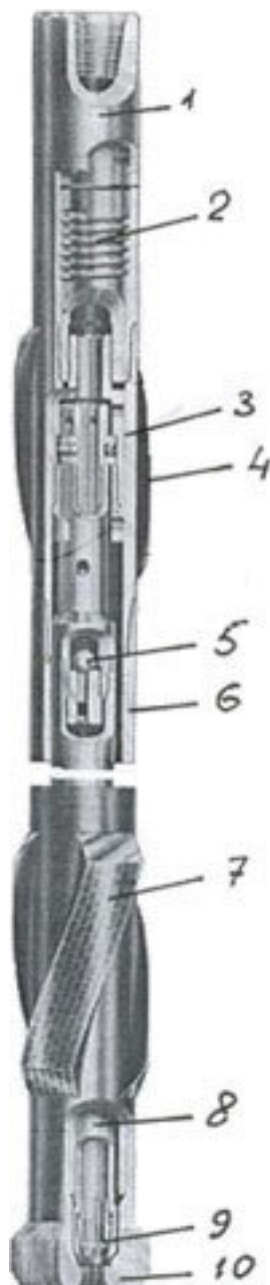


Рис. 5.21. Керноотборное устройство серии 300 со съемным кернаприемником

Колонковый снаряд наклонно-направленных скважин используются для отбора керна в наклонных скважинах (угол наклона более 45 градусов). Он отличается от стандартного снаряда конструкцией. Опора кернаприемника может удерживать его в нормальном рабочем состоянии при больших углах.

Кернаприемник центрируется в корпусе и не вращается вместе с корпусом.

Колонковый снаряд с наружным выпускным каналом отличается от стандартного снаряда тем, что специальное соединение выпускного канала устанавливается между разъединительным переходником и вертлюгом.

При колонковом бурении внешний выпускной канал позволяет выпускать буровой раствор из кернаприемника в кольцевое пространство, тем самым уменьшая сопротивление вхождению керна в кернаприемник.

Это позволяет увеличивать вынос керна. Данный колонковый снаряд может использоваться при отборе керна в мягких и разрушенных пластах или при высоком давлении буро-

вого раствора. Герметизированный колонковый снаряд ВQX 180101 специально разработан для отбора керна в мягких или рыхлых пластах для увеличения выноса керна. Данная новая конструкция имеет уникальное отличие – она оснащена системой управления подъемом для поднятия керноприемника. Рис. 5.22

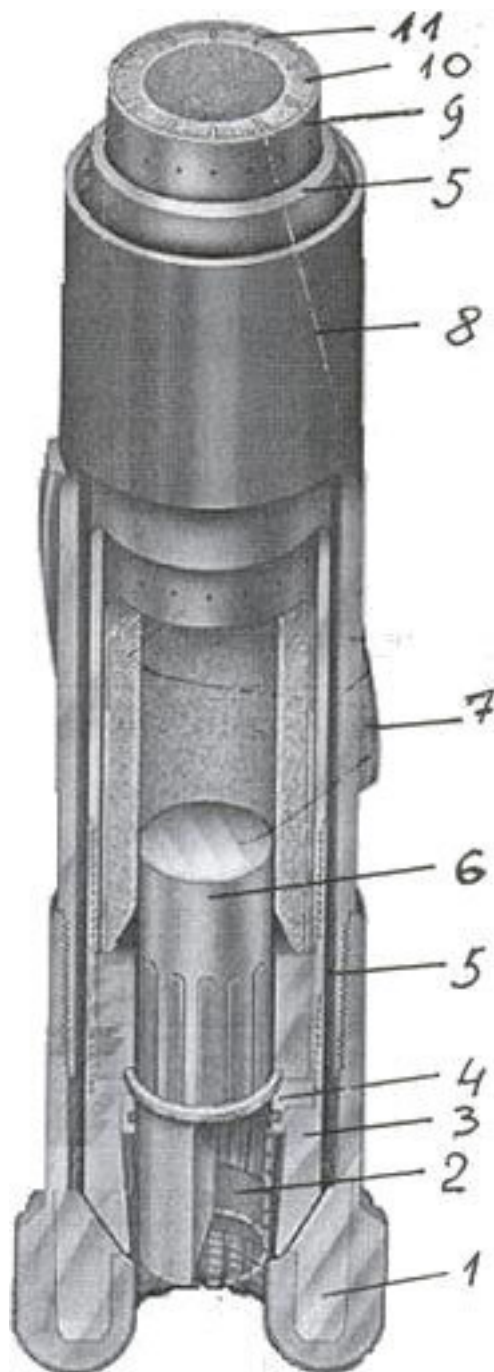


Рис. 5.22. Керноотборное устройство для отбора керна из высокопористых нефтенасыщенных пород

После завершения отбора кернорватель выводится вверх и отрывает керн, а затем закрывает нижнюю часть керноприемника. Во время колонкового бурения кернорватель укрывается за внешней стенкой керноприемника, что способствует беспрепятственному входу керна в керноотборник.

После завершения отбора керна кернорватель выходит наверх для плотного закрытия керноприемника для избежания потерь керна при подъеме.

Керноприемным или колонковым инструментом принято называть инструмент, обеспечивающий прием, отрыв от массива горной породы и сохранение керна в процессе бурения, во время транспортирования по скважине, вплоть до его извлечения на поверхность для исследования. От конструкции керноприемных устройств, качества их изготовления, сборки и правильной эксплуатации зависят результаты работ по отбору и исследованию керна и эффективность бурения скважины, особенно разведочной. [26]

Во избежание получения искаженных или вовсе неверных геологических, химических и иных данных о буримых породах необходимо нередко применять такие керноприемные устройства, которые обеспечивают не только высокий процент выноса керна, но и не нарушенную структуру породы, защищают керн от промывочной жидкости, производят на него минимальное разрушающее действие.

§ 25. Долота для специальных целей

К специальным долотам можно отнести: фрезерные, резные, пилотные, вставные, эксцентричные, торцовые, пикообразные. [9]

Фрезерные долота – очень просты в изготовлении, надежны в работе, используются как для бурения скважины, так и для разбуривания металла на забое. Недостатки: низкая механическая скорость проходки, неэффективны в крепких породах, глинах, большой крутящий момент.

Резные долота – внешне похожи на торцевые долота, рабочая часть долота (торец) имеет выгнутую форму с невысокой цилиндрической частью, имеющую форму козырька, армируется материалом "Славутич".

Вставные долота – применяются при бурении вставными турбобурами без подъема бурильной колонны. Это двухшарошечные долота с отдельными лапами. В транспортном положении одна шарошка располагается над другой. Верхняя лапа неподвижно закреплена, нижняя лапа закреплена шарнирно на системе подвижных деталей. Под давлением жидкости поршень поднимает вверх нижнюю лапу. Лапы запираются в коническом раструбе. Осевая нагрузка передается через конический раструб, а вращающий момент, через поверхности фигурного паза неподвижных деталей в месте шарнирного соединения с верхней лапой. Смена долота производится тартальным канатом при помощи овершота и обратной промывки, совместно с ротором турбины.

Пикообразные долота – изготавливают двух типов: Ц – для разбуривания цементных пробок; Р – для расширения ствола скважины. Предусмотрено выпускать от 94,4 мм до 469,9 мм.

Пилотные долота, расширители – производят разрушение горного массива уже ослабленного бурением расширяемой скважины. В этом массиве уже развиты зоны разрушения, трещины, вскрыты поверхности, а так же при бурении скважин большого диаметра и при неэффективном разрушении пород долотами большого диаметра.

Расширители можно классифицировать по виду, форме рабочих органов, по способу крепления рабочих органов, типу этих органов. Применяют два типа расширителей: шарошечные и лопастные. Шарошек может быть одна и более, могут быть одноярусные и многоярусные. Всего выпускается семь размеров от 243 до 1350 мм.

Глава 6. Режим бурения скважины

Выбор способа бурения

Выбор способа бурения зависит от ряда факторов: организационных, технико-экономических.

Организационные – это отдаленность района работ от баз производственного обеспечения, наличия запчастей и ремонтного оборудования, квалификации персонала баз производственного обеспечения.

Технико-экономические – это величина рейсовой скорости проходки, геологические условия проводки скважины, себестоимость одного метра проходки. В тех случаях, когда, за счет увеличения механической скорости проходки, сокращается время строительства скважины, несмотря на более высокую себестоимость 1 м проходки при использовании ВЗД, сокращение срока ввода скважины в эксплуатацию, является определяющим.

§ 26. Выбор режим бурения скважины, факторы режима бурения

Процесс бурения скважины, включает одновременно приложение ряда отдельных факторов для преодоления сопротивления пород их разбуриванию. Получение эффективной максимальной скорости проходки, возможно, когда каждый отдельный фактор имеет свое оптимальное значение, уравновешенное относительно других факторов, составляющих процесс бурения и обусловленное характером разбуриваемых пород и сопротивлением, которое они представляют долоту. Проектные режимы бурения не учитывают всех факторов, поэтому каждому пропластку режим бурения подбирается индивидуально, причем важным фактором является непрерывность подачи долота с подобранным режимом (в основном нагрузка на долото). Коммерческая скорость бурения линейно зависит от механической скорости проходки (при мех скорости более 1 м/час) Рис. 62. [55]

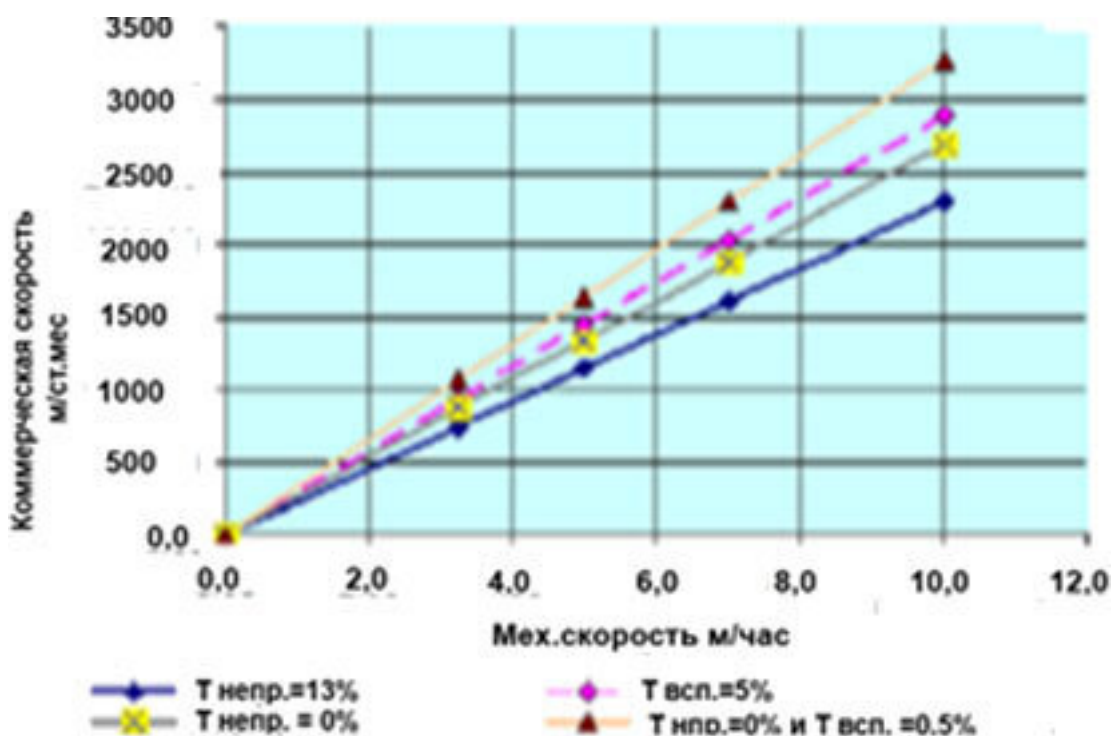


Рис. 6.1. Изменение коммерческой скорости бурения от изменения механической скорости проходки и статей баланса календарного времени

Так как характеристики горных пород, определяющие их сопротивление разбуриванию или влияющие на него, изменяются в широких пределах, то эти факторы также должны изменяться в достаточно широких пределах, чтобы при подборе режима бурения можно было удовлетворить требования, возникающие при экстремальных значениях характеристик горных пород. Необходимыми условиями являются также: высокая квалификация и опыт бурильщиков, которые должны быстро изменять эти факторы, посредством имеющегося оборудования и КИП. Способность быстро распознавать необходимость таких изменений является критерием квалификации бурильщика и инженера по бурению. Правильность выбранного решения гарантирует уменьшения рисков аварий с долотом.

Факторами режима бурения являются тип и размер долота, осевая нагрузка на долото, скорость его вращения, количество и качество закачиваемого в скважину промывочного раствора. В дальнейшем будем считать, что квалификация персонала достаточная. [54]

Оборудование и инструмент. Все наземное оборудование и инструмент должны быть подобраны с таким расчетом, чтобы каждый фактор режима бурения, возможно, было изменять в таком диапазоне значений, который определяется изменением свойств буримых пород. Чтобы различные факторы режима бурения можно было применять в разных комбинациях и изменять их в требуемых диапазонах значений, на скважине должна быть установлена уравновешенная буровая установка достаточной мощности. Для увеличения производительного времени бурения оборудование должно быть хорошего качества. Органы управления должны обеспечивать регулирование режима бурения с минимальной затратой времени.

Долота.

Глины, вязкие сланцы, рыхлые песчаники, мел, соль, ангидриты, сланцы, эффективно разбуриваются долотами PDC и диапазон применения долот PDC быстро расширяется. Крепкие и абразивные породы с большей эффективностью разбуривают долотами шарошечного типа и алмазными. За редким исключением длина зубьев шарошечных долот обратно пропорциональна твердости пород, а число зубьев прямо пропорциональна твердости пород. В долотах всех типов имеет большое значение конструкция насадок в промывочных отверстиях, очень важна центрация долота относительно оси скважины, это снижает радиальные биения долота.

Осевая нагрузка на долото.

Осевая нагрузка на долото должна обеспечивать эффективное внедрение последнего в разбуриваемую породу. Практически во всех случаях величина осевой нагрузки пропорциональна или почти пропорциональна твердости или прочности на сжатие горной породы. При бурении лопастными долотами мягких пород осевая нагрузка снижается до минимальной величины. При бурении крепких пород шарошечными долотами осевая нагрузка увеличивается до максимально допустимой величины. При бурении долотами ИСМ, PDC и алмазными, осевая нагрузка на долота минимальная. Но нагрузка не должна превышать 75 % веса тяжелого низа в КНБК.

На практике в Западной Сибири принято иметь в компоновке низа буровой колонны 12 м УБТ, нагрузка на долото создается весом бурового инструмента.

На рис. 6.2 показана зависимость механической скорости проходки от длины УБТ, увеличение длины УБТ до 50 м, привело к увеличению механической скорости проходки на 23 %.

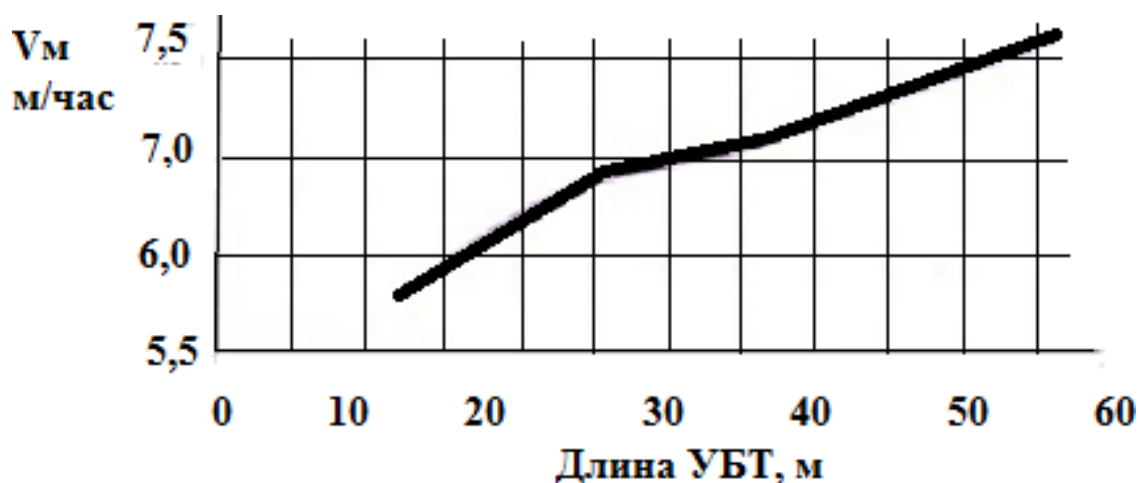


Рис. 6.2. Зависимость механической скорости проходки от длины УБТ

Влияние на механическую скорость проходки, увеличение длины УБТ свыше 50 м, не исследовано [55]. При бурении горизонтальных скважин нагрузка на долото создается весом бурильных труб, находящимися над двигателем, УБТ, если включают в КНБК, то размещают в вертикальной части ствола. Возникающие при этом проблемы:

- Баклинг эффект;
- Не доведение нагрузки на долото.

Эти проблемы решаются различными технологическими приемами.

Все прочие факторы режима бурения должны быть приложены в их максимальных значениях во взаимосвязи с типом и размером долота, и другими факторами, в соответствии со свойствами разбуриваемых пород.

Скорость вращения. При бурении в мягких глинах и песках скорость вращения не имеет первостепенного значения и вполне удовлетворительно применяют обороты ротора 100–150 об/мин. При бурении шарошечными долотами наиболее эффективна скорость вращения, обратно пропорциональная твердости пород. Но часто, увеличение скорости вращения и нагрузки на долото не дают увеличения скорости проходки из-за сильной осевой вибрации инструмента (на забое образуется рейка), что приводит к ускорению износа долота, преждевременную усталость металла и разрушение бурильного инструмента. Таким образом, минимальная осевая нагрузка на долото будет соответствовать максимальному числу оборотов и наоборот. Вышеизложенные положения справедливы для роторного способа бурения. При бурении забойным двигателем, число оборотов долота для данного двигателя, величина постоянная, можно варьировать только нагрузкой на долото, и оптимальная нагрузка выбирается по максимальной скорости углубления скважины.

Промывка скважины. В мягких породах основным условием получения максимальной механической скорости является подача промывочной жидкости с хорошей очисткой забоя и обеспечением высокой скорости восходящего потока в кольцевом пространстве, в то время как при бурении в крепких породах, можно предусмотреть подачу в меньших количествах. Это относится к роторному способу бурения. При бурении забойным двигателем, для устойчивой работы машинного агрегата необходима регламентированная подача.

§ 27. Общие параметры режима бурения в различных породах

Пласты, содержащие один литологический тип в природе встречаются очень редко. Глины могут включать в себя, пески, песчаники, аргиллиты, алевролиты и т. д. Тем не менее, правильный подбор долота и режимов бурения, с учетом преобладающей литологии. Позволит повысить эффективность работ. Рассмотрим некоторые встречающиеся при бурении скважин случаи. [54]

Глины:

а) Увеличение скорости вращения обычно сопровождается увеличением скорости проходки (как правило, этот параметр влияет на скорость проходки в большей степени, чем нагрузка на долото);

б) Риск повреждения долота в этом случае минимален;

с) Подача насосов – проектная;

д) Значительный риск образования сальника на долоте и элементах КНБК, при отсутствии в растворе ингибитора глин и повышенной вязкости раствора.

Твердый чистый мел/известняк:

а) Максимальная скорость проходки достигается путем увеличения нагрузки на долото, вооружение раздавливает породу, скорость вращения должна быть максимально низкой (подбирается исходя из максимально достигнутой механической скорости проходки);

б) Подача насосов – проектная;

с) Элементы долота могут быть повреждены, при отсутствии в пласте песчаников абразивного износа долота не будет).

Твердые песчаники:

а) Максимальная скорость проходки достигается путем увеличения нагрузки на долото, вооружение раздавливает породу, скорость вращения должна быть максимально низкой (подбирается исходя из максимально достигнутой механической скорости проходки);

б) Элементы долота могут быть повреждены, абразивный износ долота будет значительный и чем выше скорость вращения тем больший износ долота по диаметру;

с) Подача насосов – проектная;

д) Низкая скорость вращения значительно снижает механическую скорость проходки, поэтому необходимо подобрать оптимальное сочетание параметров. Предпочтительно использовать алмазные долота в сочетании с турбобуром.

Известняки, доломиты:

а) Более восприимчивы к нагрузке на долото, чем обороты долота: Вероятность вертикальной вибраций велика, уход от вибраций изменение оборотов долота, снижение нагрузки приводит к резкому снижению механической скорости проходки;

б) Кремнистые включения, часто встречающиеся в известняках и доломитах, могут двигаться под долотом. Это может перегрузить элементы режущей структуры долота, приводя к скалыванию и сломам вооружения;

с) Нельзя использовать чрезмерно высокие значения нагрузки и оборотов долота.

Пириты:

а) Пирит чрезвычайно абразивный и твердый минерал, в плане разрушения более предпочтительна высокая нагрузка и наименьшее число оборотов долота.

б) Кусочки пирита могут двигаться под долотом по забою. Это может перегрузить элементы режущей структуры долота, приводя к скалыванию и сломам вооружения

с) Нельзя использовать чрезмерно высокие значения нагрузки и оборотов долота;

d) При потере диаметра долота, может скачкообразно увеличиваться момент на долоте, это причина подъема долота.

Переменяющиеся породы:

a) Наиболее встречающаяся ситуация при бурении скважин на нефть и газ, переслаивание глин, аргиллитов, мергелей, песчаников и т. д. Наиболее эффективны долота с твердосплавным вооружением, или долота PDC, адаптированные для пород средней твердости, при отсутствии или незначительном включении абразивных пород.

b) Режим бурения подбирается по максимально достигнутой механической скорости проходки.

c) Возможны все виды осложнений: сальникообразование, осыпи и обвалы пород, поглощения, прихваты, вибрации. [54]

§ 28. Практические приемы работы с долотами

Из всех существующих технологических операций, обработка долота, являясь приоритетным в технологии строительства скважин, выполняется силами буровой бригады/вахты. Поэтому для получения максимального эффекта обработки долот, необходимо глубокое понимание процесса и требований к этому процессу, как у инженера, так и у персонала буровой бригады. На практике, для рациональной обработки долота, получения максимальной эффективности его работы, существует большое количество приемов и условий, обязательных к выполнению. [54]

1. Изучение буровой площадки, проверка подготовленности персонала буровой бригады/вахты.

Это включает в себя:

- Оценка буровой установки и установленного оборудования;
- Квалификация персонала (определяется тестированием, проверкой документов).

2. Проверка состояния оборудования и факторов, влияющих на показатели работы долота:

- a) Вибросита (тип, количество, размер ячеек);
- b) Песко-илоотделители, центрифуги (тип, количество);

Неэффективная очистка может снизить механическую скорость проходки, за счет повышения содержания твердой фазы в растворе, привести к осложнениям (сальникообразование, прихваты инструмента, поглощения раствора);

- c) Буровые насосы;
- d) Циркуляционная система;
- e) Наличие, правильность размещения и исправность датчиков ГТИ;
- f) Тип, состояние и параметры бурового раствора, тип и количество ингибитора раствора;
- g) Гидравлическая программа (реологические константы раствора, максимальные давления, подача раствора, тип, параметры и режим прокачки вязкоупругих пачек, для очистки ствола и для кольматации с добавкой наполнителя зон поглощения, наполнитель не должен забивать насадки долота, т. е. иметь меньший размер диаметра насадки);

Гидравлическая программа должна обеспечивать максимальную степень очистки забоя, вынос выбуренной породы с забоя, качество очистки достигается, при оптимальной гидравлической программе, различными технологическими приемами, конструктивными особенностями долота и режимом течения раствора.

h) Профиль скважины (при бурении горизонтального участка ствола, требования к КНБК, отличны от КНБК для вертикальной и наклонно-направленной скважины);

i) Привод долота (ротор, верхний силовой привод, ВЗД, роторная управляемая компоновка);

j) Показатели работы долота существенно зависят от вида привода долота. ВЗД имеет преимущество перед роторным способом бурения более высоким числом оборотов, но имеет свои ограничения, например при прохождении зон поглощения и небольшим ресурсом, по сравнению с роторным способом. Комбинация бурения управляемой роторной компоновкой и ВЗД значительно увеличивает механическую скорость проходки. Роторная управляемая система может обеспечить более точный контроль при наклонно-направленном и горизонтальном бурении по сравнению с забойным двигателем. Бурение горизонтальной скважины очень проблематично а при длине горизонтального ствола более 400 м и невозможно без применения верхнего силового привода. Вынос шлама и образование «дюн» зависят так же и от вращения бурильной колонны. Доведение нагрузки на долото в горизонтальной скважине, без вращения бурильных труб или применения спец оборудования (трактор) невозможно;

к) Наличие в КНБК калибраторов, центраторов, стабилизаторов их линейные размеры, расположение лопастей, влияют на качество бурения ствола скважины. При подготовке ствола скважины к спуску колонны, особенно большого диаметра, калибратор с прямыми лопастями обеспечивает цилиндрический ствол скважины в отличие от спирального калибратора, который благодаря своей спиральной форме, вписывается в пробуренный ствол, не всегда калибруя его;

л) Каротаж в процессе бурения (MWD/LWD), получение прямых данных о давлении пласта, литологии, вибрации в скважине, доведенной нагрузке на долото, позволяет правильно оценить правильность решений и действий по скважине.

м) Реализация гидравлической мощности на долоте, важный фактор высокой механической скорости проходки, обеспечивается правильным подбором насадок, расходом промывочной жидкости;

п) Подготовка долота к спуску, установка насадок, присоединение долота к бурильной колонне, спуск долота в скважину, должны выполняться строго по регламентам и инструкциям.

Разбуривание продавочных пробок, цемента, обратных клапанов, башмаков

Для разных типов долот и привода долота существует разные методики разбуривания. Оснастку низа обсадной колонны можно разбуривать долотами с алмазосодержащим вооружением (долота PDC, импрегнированные, алмазные) в случае если, разбуриваемая оснастка состоит из пластмассовых, цементных и резиновых элементов. Латунные и алюминиевые элементы могут повредить долото, забить промывочные каналы, или поднимая куски алюминия в кольцевое пространство, заклинивая бурильную колонну. При цементировании, для предотвращения проворачивания продавочной пробки, необходимо на пробку закачать цемент, достигается стравливанием давления «СТОП» на 10–12 атм.

3.1. Процедура разбуривания оснастки:

- а) Отбить забой с нагрузкой 1,5–2 т. Определить наличие не затвердевшего цемента;
- б) С минимальной нагрузкой и 20–40 об/рот и максимальной подаче, начать разбуривание;
- в) Через каждые 3–6 см проходки расхаживать инструмент на величину 1–1,5 м;
- г) Если углубления нет повторить расхаживание на величину 1–1,5 м с промывкой;
- д) Внимательно следить за давлением насосов, для контроля закупорки промывочных каналов;
- е) При появлении вибраций изменить обороты ротора;
- ж) Не использовать автоматическую подачу долота;
- з) Прикладывать минимальную нагрузку, следить за механической скоростью проходки, увеличивая нагрузку на долото до 3–4 т., не забывая о периодическом расхаживании инструмента;
- и) Если в оснастке присутствует алюминий и появились заклиники при разбуривании, остановить циркуляцию для падения элементов на забой и пытаться раздавить алюминиевые элементы долотом. [54]

Приработка долота

При начале работы с новым долотом, очень важно правильно сформировать профиль забоя в соответствии с геометрией долота. От правильности выполнения формирования забоя,

зависит работоспособность долота. Если новое долото значительно отличается от предыдущего геометрией, подход к забою необходимо производить с минимальной подачей насосов.

а) При вращении 40–60 об/мин нагрузить долото 1,5–2 т., начать углубление, для внедрения

вооружения в породу, подача раствора должна быть проектной;

б) Если нет углубления, увеличить нагрузку и пробурить на высоту долота с минимальной нагрузкой, при этом контактировать с породой будут только некоторые элементы вооружения, при большой нагрузке они могут разрушиться;

с) Постепенно увеличить нагрузку на долото до проектной;

д) Увеличить обороты ротора проектных значений, корректировать нагрузку по максимуму механической скорости проходки, при этом подача долота должна быть максимально непрерывной;

е) Избегать вибраций, при появлении вибраций, изменить обороты ротора, снижение нагрузки существенно снижает механическую скорость проходки;

ф) При равенстве забойного и порового давления, механическая скорость проходки снижается и при уменьшении порового давления, и может снизиться до очень малых величин. [54]

Методика подбора режима бурения

Методика заключается в приложении нагрузки на долото при трех разных оборотах долота с блокировкой тормоза, после чего бурение осуществляется без подачи инструмента.

1. Выбрать три скорости вращения ротора например: 80, 120 и 160 об/мин;

2. Установить минимальную скорость вращения и создать максимально разрешенную нагрузку на долото;

3. Затормозить лебедку и провести бурение без подачи инструмента;

4. Записать нагрузки с шагом 1 т. в порядке уменьшения до снижения механической скорости до минимальных значений, зафиксировать время в секундах, затраченное на бурение интервала нагрузок;

5. Произвести пробное бурение с 120 и 160 об/мин, в той же последовательности;

6. Проанализировать время, затраченное на бурении при трех значениях оборотах ротора. Наименьшее затраченное время в секундах, на бурение в диапазоне равных нагрузок, будет соответствовать максимальной скорости проходки. Но это не догма, всегда искать максимум механической скорости проходки и избегать вибраций. [54]

Глава 7. Забойные двигатели

§ 29. Общие сведения о забойных гидравлических двигателях

Турбобуры – это забойные гидравлические двигатели, предназначенные для бурения скважин в различных геологических условиях. Спускаются к забою на бурильных трубах. Энергия, необходимая для работы турбобура, доставляется потоком жидкости, подаваемой по трубам, установленными на поверхности насосами. Жидкость, отработанная в турбине подается в долото и, проходя через отверстия в долоте, попадает на забой, очищает его, вынося разбуренную породу на поверхность. Турбобур состоит из стопора с дисками и ротора с дисками. Лопатки ротора и статора имеют противоположные направления наклона, левое и правое. Схематически на Рис. 64 Изображены внешний вид турбобура и пары ротор-статор. [9]



Рис 7.1. Турбобур

Мощность на валу турбобура определяется

$$N = (QN\gamma/75) * \eta \quad (6.1)$$

Где: – Q – подача жидкости, л/с;

N – перепад давления на турбобуре, кг/см²

γ – плотность жидкости, г/см³

η – КПД турбобура.

Турбобуры выпускаются различных типов. Односекционные, двух и трех секционные, быстроходные, тихоходные. Отличительная особенность – большое число оборотов вала турбобура (500–1200 об/мин.), что не всегда отвечает требованиям режима бурения.

В НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ созданы турбобуры нового поколения типа Т1, которые имеют улучшенную энергетическую характеристику и обладают высокой надежностью. Так, например, как видно из приведенных данных, в новом турбобуре Т1–195 достигнуто повышение момента силы его турбины на 37 % при снижении частоты вращения на

15 %. Помимо улучшения показателей работы долот, применение турбобура Т1–195 показало исключительно высокую его надежность. Две шпиндельные секции нового турбобура наработали в среднем по 350 часов, что в 3 раза больше, чем на серийных шпиндельных секциях. Нарботка на турбинные секции превысила 1000 часов, что примерно в 2,5 раза больше, чем на серийных аналогах. Высокие результаты были достигнуты за счет усовершенствований конструкции турбины, осевой и радиальных опор, использования улучшенных материалов. [9]

Требования к эксплуатации турбобуров заключается в следующем:

1 – рекомендуется применять долота диаметром, соответствующим диаметру и мощности турбобура. Бурильные трубы необходимо применять с минимальными гидравлическими сопротивлениями. Насосы должны быть способны работать при давлении не ниже 150 кгс/см, для обеспечения работы турбобура. Давление в циркуляционной системе складывается из:

$$P_H = P_M + P_{ст} + P_{ТР} + P_D + P_{тб} + P_{кп} \quad (6.2)$$

Где: P_H – давление на насосе, кгс/см²

- P_M – давление в манифольде, кгс/см²
- $P_{ст}$ – давление на стояке, кгс/см²
- $P_{ТР}$ – давление в бурильных трубах, кгс/см²
- P_D – давление на долоте, кгс/см²
- $P_{тб}$ – давление в турбобуре, кгс/см²
- $P_{кп}$ – давление в кольцевом пространстве, кгс/см²

Расчеты потерь в циркуляционной системе довольно неточны, а с учетом того, что буровой раствор принадлежит к неньютоновским жидкостям, задача усложняется. Существуют готовые таблицы значений гидравлических потерь в элементах циркуляционной системы. На практике, оперативный расчет давления на насосе можно произвести по эмпирической формуле:

$$P_H = 0,015L + 15 \quad (7.3)$$

Где: L – глубина спуска инструмента без долота и турбобура, в м. Перепад давления на турбобуре, долоте – величины справочные.

Для улучшения работы буровых насосов и увеличения коэффициента наполнения насосов, последние должны устанавливаться под залив. Буровая должна быть оснащена средствами очистки бурового раствора, под квадратом установлен фильтр, при бурении с аэрацией над турбобуром устанавливается обратный клапан; эти меры нужны, чтобы не допустить шламования турбобура. При эксплуатации турбобура необходимо контролировать люфт вала шпинделя при каждой смене долота. Менять шпиндель при – $K_{ш} = 2$ мм. Контроль износа секции турбобура заключается в замере люфта вала турбинной секции. При новом шпинделе люфт вала турбобура должен быть до 10 ± 1 мм.

Винтовые двигатели – это обращенный насос Муано Рис. 66, который работает в режиме двигателя. В обрезиненном статоре вращается вал, который имеет эксцентриситет относительно статора. Состоит из неподвижного статора и планетарно движущийся ротор. Для передачи нагрузки на долото и вращающего момента секция соединена со шпинделем. Ротор изготавливается из нержавеющей или легированной стали с износостойким покрытием, внутренняя обкладка статора покрыта резиной. Направление винтовой поверхности – левое, что обеспечивает заворот реактивным моментом корпусных резьб ВЗД и бурильных труб. [15]

При циркуляции жидкости, в результате действия перепада давления на роторе двигателя вырабатывается крутящий момент, причем винтовые поверхности взаимно замыкаясь, разобщают область высокого давления и область низкого давления. Для создания в двигателе полостей, теоретически разобщенных от областей низкого и высокого давлений (шлюзов) необходимо и достаточно выполнение четырех условий:

1. Число зубьев Z_1 наружного элемента (статора) должно быть на единицу больше числа зубьев Z_2 внутреннего элемента (ротора): $Z_1 = Z_2 + 1$;

2. Отношение шагов винтовых поверхностей наружного элемента (статора) и внутреннего элемента (ротора) должно быть пропорционально отношению числа зубьев: $T/t = Z_1/Z_2$;

3. Рабочая длина двигателя должна быть не менее шага винтовой поверхности наружного элемента: $L \geq T$;

4. Профили зубьев наружного и внутреннего элементов должны быть взаимно огибаемыми и находится в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления.

Число оборотов составляет 100–300 об/мин, и чем больше заходность двигателя, тем выше развиваемый момент на валу: типы ВЗД зарубежных производителей приведены в таблицах

Конструктивная особенность ВЗД позволяет уменьшать длину и диаметр двигателя, не снижая мощности, что особенно актуально при бурении горизонтальных стволов скважин.

Различают четыре режима работы ВЗД:

1. холостой;
2. оптимальный (наиболее высокого КПД);
3. экстремальный (максимальной мощности);
4. тормозной (число оборотов = 0).

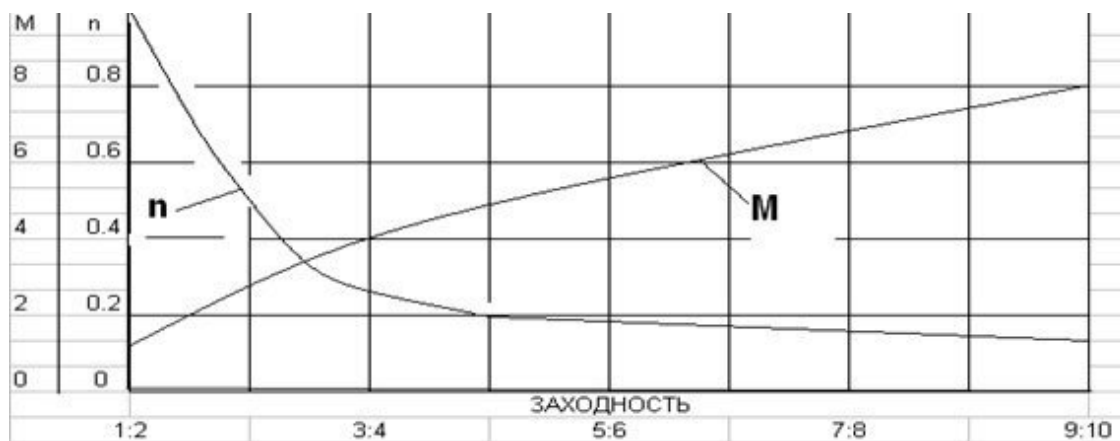


Рис. 7.2. Зависимость момента и частоты вращения вала ВЗД от кинематического соотношения рабочих элементов ($D, Q, P=const$)

Наиболее уязвимым узлом двигателя является соединение ротора двигателя с шпиндельной секцией. Механизм, соединяющий планетарно движущийся ротор с концентрично вращающимся валом, работает в тяжелых условиях. Помимо передачи крутящего момента и осевой нагрузки, этот узел должен воспринимать сложную систему сил в агрегате, характеризующейся непостоянной ориентацией ротора. Существует несколько решений:

1. Шарнирные соединения;
2. Торсион (Гибкий вал).

Торсион (гибкий вал) не нашел применения из-за их ненадежности при перекосе секций более 1°30'. [15]

Конструкция ВЗД

Винтовой забойный двигатель представляет собой симметричный роторный агрегат с применением зубчатого косого зацепления, приводимый в действие за счёт давления подаваемой жидкости (Рис 66).

Конструктивно состоит из:

- Двигательного узла.
- Рабочей части.

Двигательный узел

Двигательная секция ВЗД – основной силовой компонент двигателя и поэтому определяет его основные технические характеристики, такие как мощность, крутящий момент, КПД и частота вращения ротора.

Ротор имеет конструкцию похожую на сверло, но с высокопрочным износостойким покрытием, так как предназначен для передачи крутящего момента. Его изготавливают из высокопрочной легированной стали.

Количество зубьев у него меньше на одну единицу, чем у статора. Двигательный узел выполняют с определённым натяжением зубчатого зацепления, который зависит от параметров рабочей жидкости, свойств эластомера, температуры эксплуатации, а также других характеристик. От того, насколько точно они будут подобраны зависит прочность двигателя в целом и его ресурс работы.

На ресурс работы рабочей пары влияют следующие факторы:

- Присутствие в рабочей жидкости абразивных твёрдых частиц и дополнительных примесей.
- Использование в составе жидкости веществ, которые разъедают эластомер или изменяют его механические свойства. К ним относятся: соли, жидкость с высоким содержанием нефтепродуктов, хлориды, кислоты и соли.
- Превышение допустимых норм по температурным условиям в точке забоя, которые могут влиять на эластомер.
- Недостаточный прогрев рабочей пары при старте двигателя.
- Использование неправильного натяжения статор-ротор.

Рабочие органы ВЗД

Винтовой забойный двигатель состоит из следующих рабочих органов:

- шпиндельного узла;
- регулятора угла.

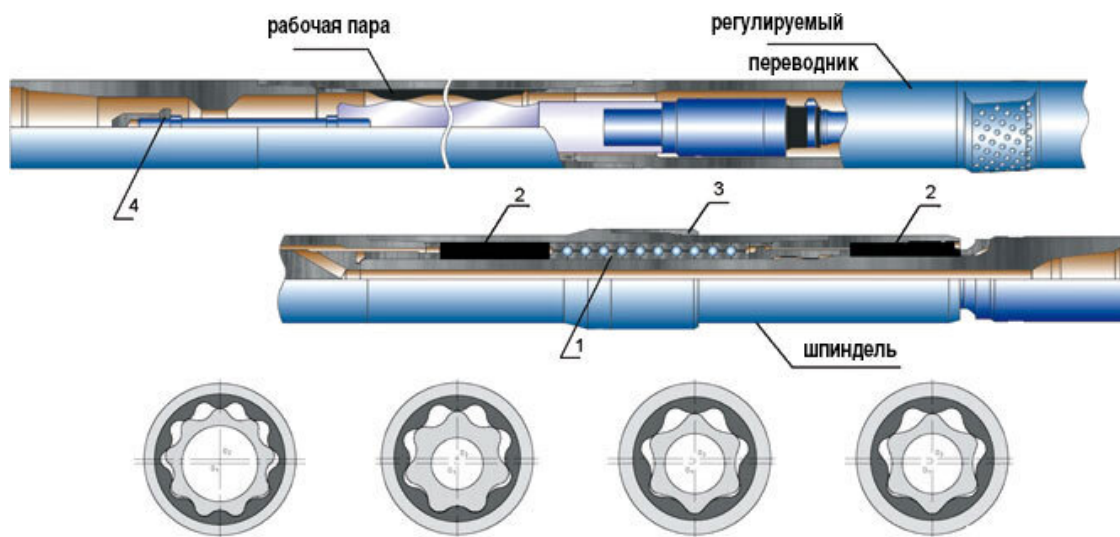


Рис. 7.3. Винтовой забойный двигатель

Где: 1 – осевой подшипник; 2 – радиальная опора; 3 – центратор; 4 – противоаварийный бурт

Шпиндельный узел является вторым по важности конструктивным элементом двигателя. Он предназначен для передачи крутящего момента от рабочей пары рабочему инструменту для разрушения плотных пород грунта. При этом он способен выносить значительные осевые нагрузки, вызванные не только необходимостью передачи крутящего момента, а и силу трения о стенки креплений при угловом или горизонтальном бурении.

Шпиндельный узел представляет собой корпус с двумя опорами (радиальной и осевой), на которых закреплён вал. Вращение ротора передаёт крутящий момент посредством торсиона или карданного вала на вал шпиндельного узла, который начинает вращаться и передавать момент уже рабочей части.

Данный узел может быть выполнен в двух конструктивных исполнениях:

Открытом, когда рабочие узлы смазываются рабочей жидкостью.

Закрытом или герметизированном. Все рабочие элементы находятся в масляной ванне под давлением до 20 атм, которое выбирается таким, чтобы значительно превышало давление окружающей их среды.

Бурение винтовыми забойными двигателями под углом может быть осуществлено только при помощи регулятора угла. Он представляет собой сложный механизм, который состоит из верхнего и нижнего переводников, сердечника и зубчатой муфты.

По сути он немного напоминает по конструкции карданный вал, но из-за тяжёлых условий эксплуатации и необходимости обеспечения определённой функциональности он был существенно усложнён. Все детали изготавливаются из прочной твердосплавной стали, с выполнением армирования поверхностного слоя. [15]

Основные особенности ВЗД, влияющие на его технические параметры

Скорость потока жидкости должна соответствовать типу используемого двигателя и его технических параметров рабочей пары. Чем больше лопастей на роторе и витков на статоре, тем больше поток жидкости, но при этом повышается и износ за счёт увеличения сил трения. Поэтому для конкретных условий бурения нужно варьировать эти параметры для достижения нужного результата.

Во время отсутствия нагрузки на забойную часть в ней происходит падение давления: когда ротор находится в подвешенном состоянии нужно затратить огромную энергию на приведение его в движение. При этом потеря давления будет пропорциональна скорости потока рабочей жидкости. Обычно она составляет примерно 7 атм.

При нагрузке на винтовой забойный двигатель в момент начала забоя происходит падение давления в системе, но со временем восстанавливается по мере раскручивания ротора.

Для двигателя существует предельное давление, которое возникает при бурении в рабочем узле. При необходимости увеличении усилия на долото требуется увеличить давление в системе, что приводит к деформации эластомера и потере крутящего момента. В результате полезной работы не производится, а рабочая жидкость просто протекает через двигатель.

Чем больше площадь поперечного сечения долота, тем меньше потери рабочего давления. При уменьшении размеров долота происходит быстрый износ подшипников, так как потока жидкости не хватает, чтобы их охладить.

Использование насадок на сопло ротора позволяет изменять поток жидкости через ВЗБ и, таким образом, учитывать особенности бурения конкретного вида горных пород при минимальном износе деталей и узлов. [15]

§ 30. Особенности эксплуатации гидравлических забойных двигателей

ВЗД относится к машинам объемного (гидростатического действия), применение которого позволяет бурить с высоким моментом и оборотах на валу, мало изменяющимся при увеличении осевой нагрузки, Табл. 15. Рабочий агент-вода буровой раствор плотностью не более $1,5 \text{ г/см}^3$, температурное ограничение не более 100°C , повышенное содержание сероводорода, солей и песка свыше 1 %, снижает ресурс ВЗД.

Двигатель имеет различные варианты исполнения по числу шагов винтовой линии, длине активной части ротора и заходности, что необходимо для возможности применять ВЗД в различных условиях эксплуатации. Есть возможность установки сменного центризатора в условиях буровой и установки угла перекаса между шпинделем и корпусом в пределах 1–3 град. Основными частями ВЗД являются:

- Верхний переводник
- Секция рабочих органов
- Секция шпиндельная
- Регулируемый кривой переводник
- Шарнирное соединение
- Противоаварийное устройство ротора

Допустимый осевой люфт вала 1 мм, радиальный 0,5 мм, давление пуска при холостом вращении 40 ат. Для обеспечения заполнения полости двигателя и бурильной колонны, применяется переливной клапан, для предотвращения шламования двигателя применяется обратный клапан. В зимнее время перед запуском ВЗД необходимо прогреть двигатель или спустить его в скважину без проверки на устье.

При бурении контроль нагрузки на долото можно осуществлять по изменению давления на насосах. При увеличении осевой нагрузки растет момент на долоте и снижаются обороты долота, перепад давления пропорционален моменту силы на валу, что очень важно при бурении горизонтального участка ствола скважины, где нагрузка на долото по индикатору веса не определяется. Запрещается превышать дифференциальный перепад давления свыше 15–25 ат. Отрывать долото от забоя при наличии циркуляции запрещается, во избежание возникновения реактивного момента, что может привести к развороту в рабочих соединениях. Отрыв долота производить без циркуляции и лишь после отрыва включить насос, для определения давления при холостом вращении. При бурении необходимо фиксировать ведущую трубу для предупреждения вращения от реактивного момента, что может привести к развороту в рабочих соединениях. По мере износа рабочих пар необходимо увеличивать расход жидкости на 20–25 %. При бурении с вращением с углом перекаса число оборотов ротора меняется в зависимости от угла перекаса отклонителя (не более 1 град.), длины плеча и интенсивности искривления, но не может превышать 40 об/мин., для отклонителя ДГР 195. Для ДГР-240 угол перекаса не более 1 град 30 мин. И число оборотов ротора не более 60. [15]

Таблица 15. Техническая характеристика забойных двигателей-отклонителей типа ПАУЭР-ПАК (Schlumberger-Anadrill)

Шифр	Наружный диаметр, мм	Число захватов ротора, шт	Число витков	Подача насосов, л/с	Частота вращения вала, об/мин	Перепад давления, МПа	Крутящий момент, Н*м	Диаметр скважины (долота), мм	Масса, кг	Длина общая/нижнего плеча, м	Допустимая сжимающая осевая нагрузка, т	Допустимая растягивающая осевая нагрузка, т
A287	73	5:6	3,3	1,3-5	120-480	3,5	276	85,9-120,7	63,5	3 / 0,9	5	18
A350	89	4:5 7:8	5 3	1,9-6,9 1,9-6,9	98-360 48-176	5 3,4	752 928	114-152	136	4,5 / 0,9	7,2	31
A475	120,6	1:2 4:5 4:5 7:8	3 3,5 6 2,2	6,3-12,6 6,3-15,8 6,3-15,8 6,3-15,8	225-450 105-262 150-262 56-140	2,7 3,5 6 2,5	598 1620 2890 1965	149-178	281	5,1 / 1,3	11,3	62
A675	171,4	1:2 4:5 4:5 7:8	4 4,8 7 3	12,6-31,5 18,9-37,8 18,9-37,8 18,9-37,8	200-500 150-300 150-300 86-273	3,5 4,8 7,1 3,5	1850 4570 6800 5210	213-251	794	6,5 / 1,8	22,7	102
A800	203,2	1:2 4:5 4:5 7:8	4 3,6 5,4 3	18,9-37,8 18,9-56,7 18,9-56,7 18,9-56,7	210-420 75-225 75-225 48-144	3,5 3,6 5,5 3,5	2500 6880 10880 9375	251-375	1202	7,2 / 2,1	29,5	170
A962	244,5	1:2 3:4 3:4 5:6	5 4,5 6 3	25,2-50,4 37,8-75,6 37,8-75,6 37,8-75,6	200-400 133-266 133-266 67-134	4,3 4,3 5,8 3,2	4520 9500 13330 12965	311-660	2313	8 / 2,4	34	295
A1125	285,8	3:4	3,6	63-94,5	120-180	3,5	15230	445-660	2903	8,8/2,5	34	295

Угол перекося осей верхней и нижней секций двигателя может изменяться от 0° до 3° (12 позиций с интервалом 15'). Ротор может иметь сверление – байпас для работы при повышенной подаче насосов. Осевая опора может быть уплотненной маслonaполненной (серия S) или проточной (серия М). [84]

Электробурь. При бурении электробурями применяется обычная буровая установка, укомплектованная колонной бурильных труб с вмонтированным внутри труб тоководом, токоприемником, силовым трансформатором, станцией и пультом управления электробуром. Электроэнергия подводится через токоприемник, установленный под вертлюгом, по кабелю. Скользящие контакты токоприемника позволяют в случае необходимости проворачивать колонну в процессе бурения. Кабель вмонтирован в бурильные трубы отрезками, которые при свинчивании соединяются специальными контактными муфтами, укрепленными в бурильных замках. При бурении наклонных скважин используется телеметрическая система,

позволяющая не только измерять кривизну и азимут, но и определять в процессе бурения положение отклонителя.

Размеры электробуров отличны от размеров турбобуров. Выпускаются Э-164, Э-170, Э-185, Э-215, Э-240, Э-250, Э-290; где цифры диаметр электробура в мм. Недостатки – сложность эксплуатации в условиях бурения скважин. [9]

Преимущества забойных двигателей этого типа – реализация возможностей долот истирающего типа (ИСМ, алмазные, PDC) за счет высоких оборотов. Особенно высокие показатели работы долот истирающего типа с промывкой растворами с низким содержанием твердой фазы. При этом резко увеличивается межремонтный период забойных двигателей. [9]

Глава 8. Технология промывки и буровые растворы

§ 31. Назначение промывочной жидкости

В результате бурения скважины на разбурываемых площадях должен быть создан долговечный, прочный изолированный канал, связывающий ствол скважины с дневной поверхностью. Решающее значение при проводке скважины имеют буровые промывочные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Тяжелые осложнения в процессе бурения, а в некоторых случаях и ликвидация скважин, нарушение режима эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, связанные со значительным ущербом народному хозяйству, могут быть обусловлены низким качеством буровых растворов, отсутствием надежных методов и средств управления ими. Все это и обуславливает целесообразность затрат на повышение качества этих систем.

С увеличением глубины скважин повышаются температуры и давления, скважина вскрывает горизонты с различными по химической природе флюидами (газ, нефть, пластовая вода), минералогический состав пород также разнообразен, поэтому бурение все больше становится физико-химическим процессом.

Разбурываемые породы, пластовые воды, высокие температуры и давления отрицательно влияют на свойства буровых растворов. Аналогичное влияние оказывают и гидродинамические эффекты при заканчивании и продавливании растворов в скважинах. В зависимости от конкретных условий свойства этих систем направленно изменяют, вводя в них различные наполнители и обрабатывая химическими реагентами для предотвращения осложнений и оптимизации процесса бурения.

Наибольшее влияние на качество бурового раствора, а также технико-экономические показатели бурения оказывают породы, которые активно взаимодействуют с этими системами. Например, пластичные породы под влиянием фильтрата раствора набухают, теряют устойчивость и, переходя в буровой раствор, существенно ухудшают его качество. Смачивание этим раствором, рыхлых нецементированных пород вызывает их обвалы или осыпание в ствол скважины.

Свойства буровых растворов в значительной мере зависят от минерального состава разбурываемых пород. Солевые породы вследствие легкой растворимости вызывают коагуляцию буровых растворов. Чаще всего эти системы подвергаются натриевой, кальциевой и магниевой агрессии при разбуливании каменной соли, бишофита, карналита, гипса и других пород. Отрицательное влияние на свойства буровых растворов оказывают минерализованные пластовые воды и рапа. Под их воздействием буровые растворы коагулируют, их структурно-механические и фильтрационные свойства ухудшаются.

Пластовые воды имеют различный генезис, отличаются солевым составом, содержат растворенный газ и нерастворимые, но гидролитически разлагаемые водой минералы. По преобладающим анионам выделяют воды гидрокарбонатные, сульфатные и хлоридные. В пределах этих классов выделяют воды по преобладающему катиону кальция, магния или натрия. Наиболее минерализованными являются воды, которые находятся в осадочных породах, содержащих известняки, доломиты, гипсы и каменную соль. Минерализация пластовых вод, как правило, возрастает с увеличением глубины и колеблется в широких пределах, достигая 30 г/л и более (рассолы). Газ, находящийся как в свободном, так и в растворенном состоянии, существенно влияет на изменение свойств буровых растворов. В пластовых водах в небольших количествах

растворены гелий, азот, сероводород, а в больших – углекислый газ. В водах нефтяных месторождений содержится метан, иногда бутан и пропан.

Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др. [82]

Технологическое оборудование промывки скважин представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем. Например, некачественная очистка бурового раствора от шлама приводит к более высокому расходу химреагентов; недостаточная дегазация бурового раствора не позволяет буровым насосам обеспечить необходимую подачу, ухудшает свойства раствора и т. д.

§ 32. Функции и свойства промывочной жидкости

Функции промывочной жидкости очень многообразны, и их значения при бурении скважин трудно преувеличить. К основным функциям промывочной жидкости следует отнести:

- Охлаждение и смазка долот, бурильных труб, при вращении, в процессе разрушения горной породы.

- Благодаря наличию жидкости в скважине коэффициент трения уменьшается, а теплота, образующаяся вследствие трения долота, труб – рассеивается. Образующаяся на стенках скользкая корка способствует уменьшению сил трения, которые действуют на бурильный инструмент при вращении и подъеме бурильных труб.

- Очистка забоя от выбуренной породы – это основная функция раствора, способствующая достижению максимальной скорости проходки. При полной очистке поверхности забоя, КПД долота повышается. Качественная очистка забоя достигается различными технологическими приемами и конструктивными особенностями долот, в сочетании с режимами течения раствора.

- Вынос выбуренной породы с забоя скважины на дневную поверхность. В выносе выбуренной породы основным фактором является свойства промывочной жидкости. (Реологические и структурно механические свойства)

- Создание на стенках скважин непроницаемой корки. Фильтрационная корка препятствует проникновению фильтрата в пласт, тем – самым, предотвращая набухание пород и загрязнение продуктивных пластов.

- Предупреждение нефтегазопроявлений. Давление пластового флюида должно уравниваться давлением столба бурового раствора. В противном случае пластовый флюид будет выходить на поверхность. Промывочная жидкость должна обеспечивать широкий диапазон плотности бурового раствора.

- Предупреждение поглощений промывочной жидкости. Поглощение промывочной жидкости может привести к открытому фонтанированию скважины, или к значительным затратам средств и времени на ликвидацию поглощения. Для предупреждения поглощения промывочная жидкость должна иметь требуемые свойства по плотности, вязкости и др.

- Предупреждение кавернообразования, обвалов, стенок скважины, которые являются результатом потери устойчивости горных пород. Для предупреждения и ликвидации осложнений, из-за потери устойчивости глинистых, хемогенных пород, разработаны и используются многочисленные методы прогнозирования зон осложнений, технические приемы, системы буровых растворов.

- Предотвращение растепления ствола скважины при бурении многолетнемерзлых пород. Растепление ствола скважины сопровождается интенсивным кавернообразованием, образованием кратеров на устье скважины, смятием обсадных колонн, с нарушением целостности труб, при эксплуатации. Промывочная жидкость должна иметь минимальную теплоотдачу, не замерзать при воздействии низких температур, минимальные значения величины фильтрации.

- Предохранение продуктивного пласта от загрязнения. Раствор, который при взаимодействии с пластом ухудшает его продуктивные возможности, не должен применяться.

- Обладать устойчивостью к сероводородной агрессии, способностью поглощать сероводород.

- Получение качественных материалов геофизических исследований и правильная их интерпретация зависит от типа и состава раствора.

- Снижение затрат на крепление скважины. Правильно выбранный тип бурового раствора, может позволить уменьшить количество спускаемых промежуточных колонн, предупредить аварии при креплении скважин.
- Промывочные жидкости не должны иметь свойств вредных для здоровья, увеличивающие опасность для жизни и опасные в отношении пожара и взрыва. [9]

§ 33. Основные параметры бурового раствора и их определение

Параметры бурового раствора и методы их контроля: [50]

Параметры (показатели) бурового раствора, подлежащие контролю, можно разделить на 3 группы:

1. Параметры, контроль которых обязателен для всех скважин:

- Плотность (ρ);
- Условная вязкость (УВ);
- Статическое напряжение сдвига (СНС);
- Показатель фильтрации (Ф);
- Толщина фильтрационной корки;
- Концентрация водородных ионов (рН);
- Концентрация твердых примесей (песка).

В случае использования специальных буровых растворов (ингибирующих, эмульсионных) необходимо контролировать:

- Состав фильтрата бурового раствора;
- Содержание нефти;
- Напряжение электропробоя (для эмульсионных растворов);
- Концентрацию твердой фазы (общую и глинистую).

2. Специальные параметры, контроль которых обязателен для скважин с осложненными геологическими условиями (поглощения, нефте-газопроявления, высокая минерализация пластовых вод и др.). Эта группа включает:

- Фильтрацию при повышенных температурах (Ф);
- Содержание газа;
- Динамическое напряжение сдвига (ДНС);
- Пластическую вязкость ($\eta_{пл.}$);
- Степень минерализации;
- Содержание Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , Cl^- , K^+ ;
- Содержание и состав твердой фазы;
- Напряжение электропробоя (для эмульсионных растворов).

3. Факультативные параметры, дающие дополнительную информацию о свойствах бурового раствора. Это:

- Динамическое напряжение сдвига (ДНС) и пластическая вязкость ($\eta_{пл.}$) при повышенной температуре;
- Смазочная способность;
- Коэффициент трения корки (КТК).

По технологическому принципу свойства буровых растворов можно разделить на 5 групп:

1. Физико-механические:

- Плотность (ρ);
- Условная вязкость (УВ);
- Статическое напряжение сдвига (СНС);
- Динамическое напряжение сдвига (ДНС);
- Пластическая вязкость ($\eta_{пл.}$).

2. Показатели фильтрации и стабильности:

- Показатель фильтрации;
- Толщина фильтрационной корки;

- Показатель стабильности;
- Суточный отстой;
- Напряжение электропробоя (для эмульсионных растворов).

3. Фрикционные:

- Смазочная способность (коэффициент трения пары сталь-сталь);
- Коэффициент трения корки (КТК);

4. Показатели загрязнения:

- Твердые примеси;
- Пластовые флюиды.

5. Компонентный и химический состав:

• Содержание компонентов (глины, воды, утяжелителя, смазочных веществ и др.), а также различных ионов солей, общая минерализация и т. д.

Условная вязкость (Т). – условная характеристика гидравлического сопротивления бурового раствора прокачиванию. Замеряется прибором ВБР-2. Замеряют продолжительность истечения 500 см^3 раствора из залитых 700 см^3 . Водное число 15 сек... Стандартная вязкость 25 сек, Рис. 8.1. Прибор ВБР-2



Рис. 8.1. Вискозиметр бурового раствора ВБР-2

Удельный вес (γ). – вес единицы объема бурового раствора. Определяют ареометром – АГ-1; АГ-2; АГ-3ПП, АБР-2, рычажными весами, и пикнометром, измеряется в г/см^3 , кг/м^3 . Рис. 8.2.



Рис. 8.2. Ареометр АБР-1

Водоотдача (В) – это объем фильтрата, отделившегося от бурового раствора за 30 минут. Экспресс метод: при пропускании раствора через бумажный фильтр через 7,5 мин., а полученную величину умножают на 2, при этом давление на раствор составляет 1 кгс/см². Измеряется прибором ВМ-6, Рис 8.3.



Рис. 8.3. ВМ-6

Толщина фильтрационной корки, мм – величина, характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяется толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на проницаемой перегородке при определении показателя фильтрации. Определяется с помощью линейки.



Рис 8.4. Отстойник ОМ-2

Удельное электрическое сопротивление (ρ_0 , Ом*м) – величина, определяемая сопротивлением бурового раствора проходящему через него току, отнесенным к единице поперечного сечения и длины взятого объема бурового раствора.

Для измерения используется резистивиметр РВ-1.

Содержание песка характеризует степень загрязнения бурового раствора грубодисперсными фракциями различного минералогического состава.

Песком (П,%) считают все грубодисперсные частицы независимо от их происхождения (в том числе комочки нераспустившейся глины).

Отмытым песком (ОП,%) являются собственно песчаные частицы, неспособные размокать (распускаться) в воде.

Для определения содержания песка используется металлический отстойник ОМ-2.

Общее содержание песка определяют по формуле: $N = 2V_0$,

Где N – общее содержание песка, %;

V_0 – общий объем осадка, выпавший за 1 минуту, см³;

2 – коэффициент для выражения результатов в %.

Наиболее удобен для работы комплект для определения содержания песка ф. FANN.



Рис. 8.5. СНС-2

Статическое напряжение сдвига ($\theta_{1/10}$). – это наибольшие касательные напряжения, возникающие на стенке внутреннего цилиндра, погруженного в буровой раствор вращающегося со скоростью 0,2 об/мин. Характеризует прочность тиксотронной структуры за 1 мин и за 10 мин, измеряется мгс/см^2 на приборе СНС-2, Рис. 8.5.

Концентрация водородных ионов – рН-водородный показатель. рН-7 – среда нейтральная, рН<7 – кислая, рН>7 – щелочная. Измеряется индикаторной бумагой по цвету.

Динамическое напряжение сдвига – τ_0 измеряется в ДПа на ротационном вязкозиметре, раствор в движении набирает структуру постоянно, с меньшими значениями чем в статике. Физический смысл – величина усилия разрушения структуры раствора в движении. Динамическое напряжение сдвига (τ_0), дПа – это условная величина, характеризующая прочность структурной сетки, не зависит от давления прокачки и увеличивается с ростом вязкостного сопротивления. Измеряется с помощью ротационных вискозиметров ВСН-3; ВСН-2М, ф. FANN. Она не имеет определенного физического смысла, ее нельзя непосредственно измерить с помощью приборов, определяют расчетным путем. τ_0 зависит от присутствия коллоидных глин и от загрязнения раствора неорганическими солями.

Пластическая вязкость – $\dot{\eta}$ измеряется в МПахс на ротационном вязкозиметре. В отличие от других параметров раствора используются при гидравлических расчетах. Физический смысл – величина трения между частицами раствора в движении. Измеряется с помощью ротационных вискозиметров ВСН-3; ВСН-2М, ф. FANN. Она не имеет определенного физического смысла, ее нельзя непосредственно измерить с помощью приборов, определяют расчетным путем. Пластическая вязкость зависит от вязкости дисперсионной среды и суммарного объема твёрдой фазы.

Оптимальное соотношение этих величин следующее: $K_p = \tau_0 / \dot{\eta} = 0,33\text{--}0,5$

При $K_p < 0,33$ – раствор нестабильный, в утяжеленных растворах может выпадать утяжелитель.

При $K_p > 0,5$ – у раствора тяжелая реология, давление на насосах будет завышенное. [60]

Условная величина силы трения. При СПО движению бурильных противодействуют различные силы, в том числе силы трения о стенки скважины. И от того какая корка образовалась в результате фильтрации на стенке скважины, зависит величина силы трения. Прибор КТК-2 предназначен для определения коэффициента трения фильтрационной корки бурового раствора непосредственно на буровой, измеряется в %. Рис. 8.6.

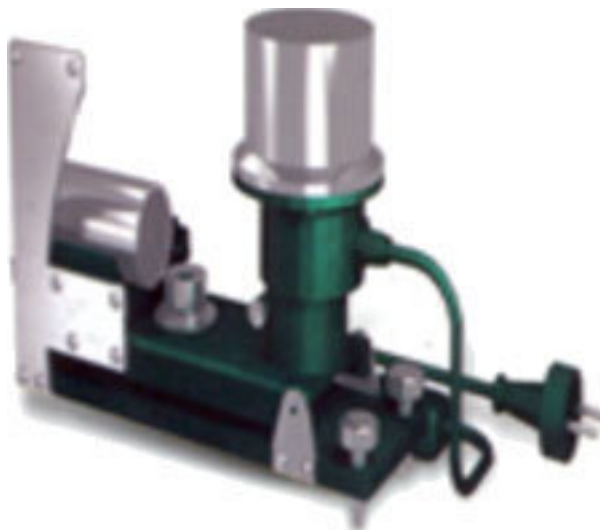


Рис. 8.6. КТК-2

Содержание ионов калия в фильтрате растворов, можно измерять при помощи индикаторных полосок.

§ 34. Типы буровых растворов

Условно промывочные жидкости можно разделить на:

1. Естественные растворы, необработанные;
2. Растворы на пресной воде ($\text{NaCl} < 1 \%$, $\text{Ca} + < 120 \text{ м}^2/\text{л}$); обработанные фосфатами $\text{H} < 8,5$; обработанные каустиком ($\text{pH} = 8,5\text{--}10,5$); с высоким pH ($\text{pH} = 12\text{--}13$);
3. Растворы на соляной воде: солоноватая вода; морская вода ($\text{NaCl} \sim 3,5 \%$); соленасыщенная вода.
4. Кальциевые, малоизвестковые; высокоизвестковые; гипсовые; хлоркальциевые, калиевые и его разновидности;
5. Растворы с низким содержанием твердой фазы, менее 7% ;
6. Нефтеимпульсионные растворы с 15% нефти;
7. Обратные имульсии (инвертные) от 20 до 70% воды в нефти;
8. Растворы на нефтяной основе;
9. Гидрогель-магниевые растворы;
10. Полимерные растворы.

Все **жидкости**, не подчиняющиеся закону Шведова – Бингама т. е. не обладающие постоянной вязкостью, называются неньютоновскими. [9]

К жидкостям, поведение которых можно описать при помощи модели Шведова-Бингама, относятся суспензии (в эту категорию входит большинство буровых и тампонажных растворов), масляные краски, некоторые смазки, фармацевтические препараты, пищевые продукты и т. д.

Как правило, вязкость (η) уменьшается с увеличением напряжения или скорости деформации, вещества разжижаются, становятся более подвижными. Это объясняется выравниванием, ориентированием взвешенных не симметричных твердых частиц суспензий или разворачиванием цепей полимеров таким образом, что течению оказывается минимальное сопротивление. Среда, для которых характерны кривые течения, проходящие через начало координат, называются псевдопластичными.

Реже встречаются жидкости, вязкость которых увеличивается с повышением скорости деформации. Это объясняется разрушением агрегатов твердых частиц, ориентация которых в состоянии покоя направлена на уменьшение пустот между ними, а так же увеличение «пористости» суспензии, часть жидкости перемещается в образовавшиеся пустоты и между частицами начинает появляться так называемое сухое трение, смазка оказывается недостаточной и трение увеличивается. Такой процесс наблюдается в системах с высокой концентрацией твердой фазы и в грубых дисперсиях: водных суспензиях с высокой концентрацией барита, мелколлоидальной глины, слюды, металлических окислов и др. Эти вещества называются дилатантными. [81]

Конец ознакомительного фрагмента.

Текст предоставлен ООО «ЛитРес».

Прочитайте эту книгу целиком, [купив полную легальную версию](#) на ЛитРес.

Безопасно оплатить книгу можно банковской картой Visa, MasterCard, Maestro, со счета мобильного телефона, с платежного терминала, в салоне МТС или Связной, через PayPal, WebMoney, Яндекс.Деньги, QIWI Кошелек, бонусными картами или другим удобным Вам способом.