

Крепление и заканчивание СКВАЖИН

Выполнил преподаватель ГРТ ИрГТУ
Патрушев Н.П.

Заканчивание скважин (вскрытие продуктивных горизонтов)

Вскрытие продуктивных горизонтов (пластов) должно быть проведено качественно.

Под *качеством технологии вскрытия* понимают степень изменения проницаемости продуктивных горизонтов (пластов) после выполнения вскрытия пласта.

Причин снижения продуктивности горизонта (пласта) много, но одной из основных является проникновение (загрязнение пласта) в пласт инородных жидкостей и частиц породы, т.е.

Кольматация горизонта.

Устранить все причины, вызывающие ухудшение коллекторских свойств продуктивного горизонта (пласта), почти невозможно.

Однако уменьшить их отрицательное влияние на продуктивный горизонт (пласт) можно **следующими мероприятиями:**

Заканчивание скважин (вскрытие продуктивных горизонтов)

- сократить время на вскрытие продуктивного горизонта (пласта) и его исследование, спуск и цементирование эксплуатационной колонны зоне;
- при вскрытии продуктивного горизонта (пласта) применять высококачественный буровой раствор, имеющий минимальную водоотдачу, или буровые растворы на углеводородной основе.

В конечном счете должно быть обеспечено вскрытие продуктивного горизонта (пласта), гарантирующее длительную безводную эксплуатационную скважин максимальное облегчение притока нефти к забою.

Для вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов.

- В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.
- **Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя.**

Конструкция оборудования забоев скважин

Конструкция забоя скважины должна обеспечивать:

- **механическую устойчивость призабойной части пласта, доступ к забою скважин спускаемого оборудования, предотвращение обрушения породы;**
- **эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с нефтенасыщенным пластом;**
- **возможность избирательного вскрытия нефтенасыщенных и изоляцию водо- или газонасыщенных пропластков, если из последних не намечается добыча продукции;**
- **возможность избирательного воздействия на различные пропластки или на отдельные части (по толщине) монолитного пласта;**
- **возможность дренирования всей нефтенасыщенной толщины пласта.**

Конструкция оборудования забоев скважин

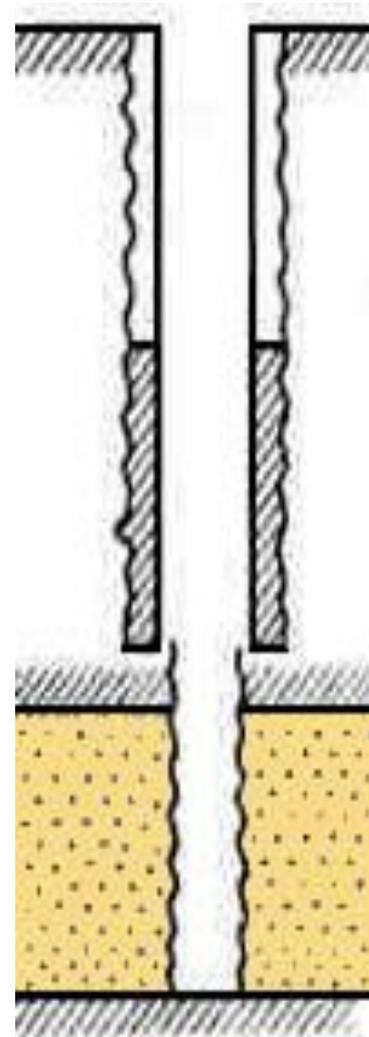
Открытый забой

При **открытом забое** башмак обсадной колонны цементируется перед кровлей пласта. Затем пласт вскрывается долотом меньшего диаметра, причем ствол скважины против продуктивного пласта остается открытым..

Такая конструкция возможна:

- ❖ при достаточно устойчивых горных породах;
- ❖ при сравнительно однородном пласте, не переслаивающемся глинами, склонными к набуханию и обрушению без газоносных и водоносных прослоев;
- ❖ при относительно малой толщине пласта, оставляемого без крепления.

В практике работ менее 5 % всего фонда скважин имеют открытый забой.



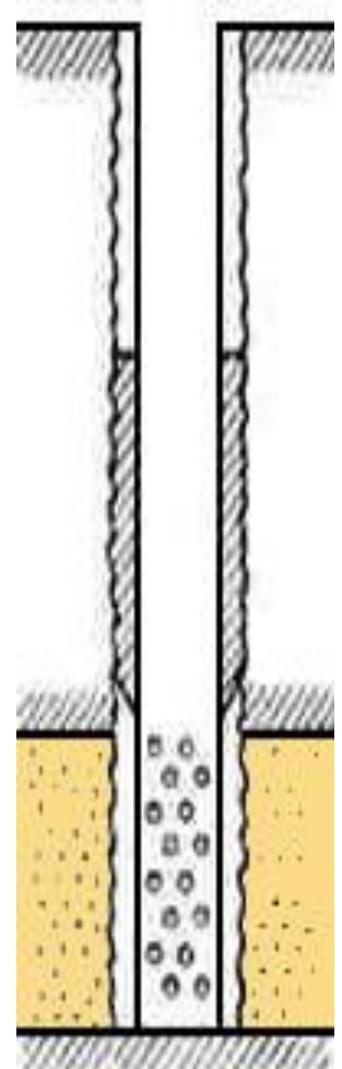
Конструкция оборудования забоев скважин

Забой, перекрытый забойным хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском

Первый вариант: скважина бурится сразу до подошвы пласта, крепится обсадной колонной с заранее насверленными отверстиями в нижней части, приходящимися против продуктивной толщи пласта, затем выше кровли пласта колонна цементируется по способу **манжетной заливки**.

Пространство между перфорированной частью колонны и вскрытой поверхностью пласта остается открытым.

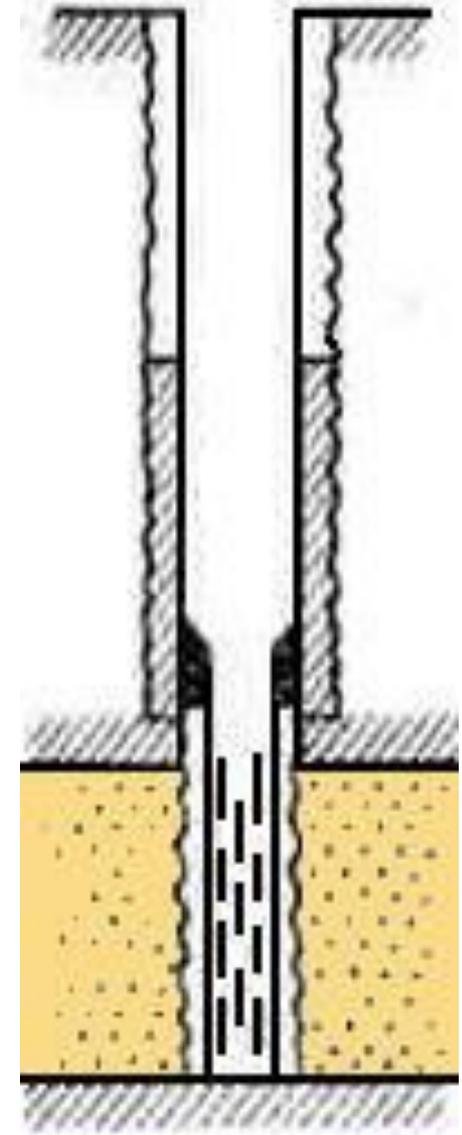
Условия применения такой конструкции по существу **одинаковы с условиями для применения открытого забоя**. Однако в этом случае обеспечивается



Конструкция оборудования забоев скважин

Забой с фильтром

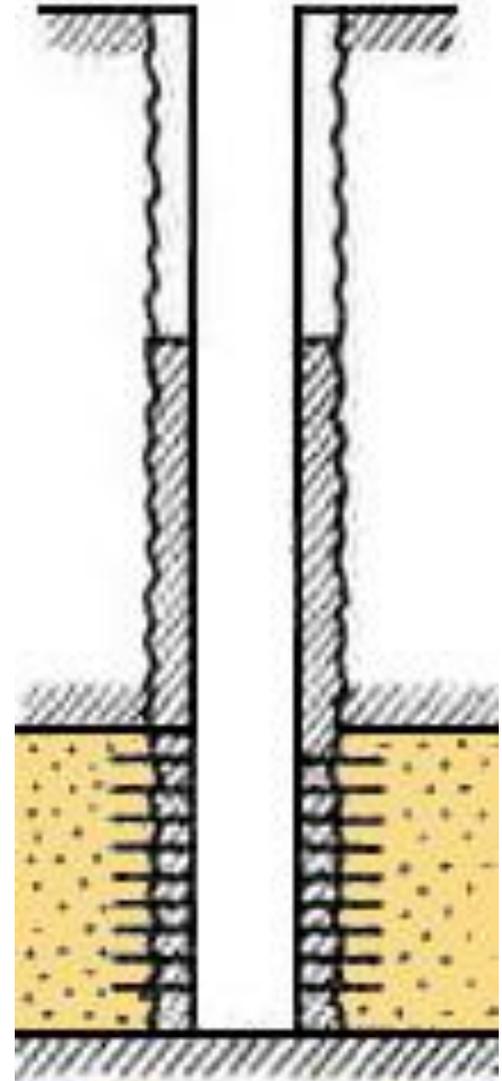
Второй вариант башмак обсадной колонны спускается до кровли пласта и цементируется. В открытой части пласта находится фильтр с **мелкими круглыми** или щелевидными отверстиями. Кольцевое пространство между верхней частью фильтра и низом обсадной колонны герметизируется **специальным сальником или пакером**. Основное **назначение фильтров** - **предотвращение поступления песка в скважину**. Одно время широкое применение нашли фильтры с продольными щелевыми отверстиями длиной 50 - 80 мм и шириной 0,8 - 1,5 мм.



Конструкция оборудования забоев скважин

Перфорированный забой

- **Скважины с перфорированным забоем** нашли самое широкое распространение (более 90% фонда). Ствол скважины пробуривается до проектной отметки. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины и особенно его нижняя часть, исследуется геофизическими средствами. Результаты исследований позволяют четко установить нефте-, водо- и газонасыщенные интервалы и наметить объекты эксплуатации. После этого в скважину опускается обсадная колонна, которая цементируется от забоя до нужной отметки, а затем перфорируется в намеченных интервалах.

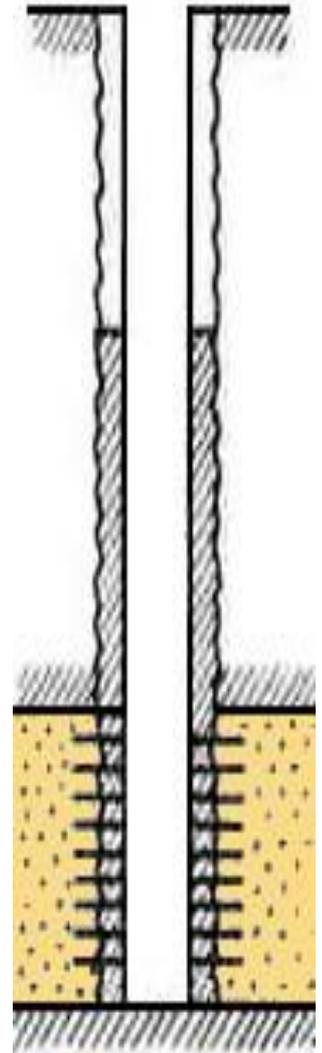


Конструкция оборудования забоев скважин

Перфорированный забой

Скважина с перфорированным забоем имеет следующие преимущества:

- упрощение технологии проводки скважины и выполнения комплексных геофизических исследований геологического разреза;
- надежная изоляция различных пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность вскрытия пропущенных или временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов;
- возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв, отдельная накачка или отбор и др.)



Крепление скважин. Общие положения

При бурении нефтяных и газовых скважин необходимо крепить их стенки, в результате:

- укрепляются стенки скважин, сложенные недостаточно устойчивыми горными породами;
- разобщаются нефтеносные или газоносные пласты друг от друга, а также от водоносных пород.

Пласты разобщают при помощи специальных труб, которые называются *обсадными*.

Так как одно крепление стенок скважины обсадными трубами **не создает разобщения пластов**, то затрубное пространство заполняют цементным раствором при помощи специального цементирующего оборудования и приспособлений. Этот процесс называется *цементированием скважины*.

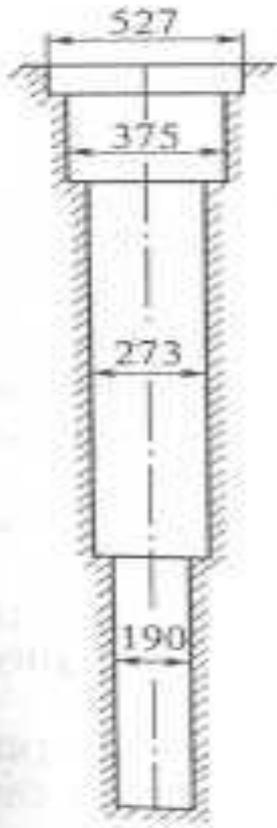
Конструкция скважин. Понятие о конструкции скважины

• Расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, а иногда и других данных **называется *конструкцией скважины***.

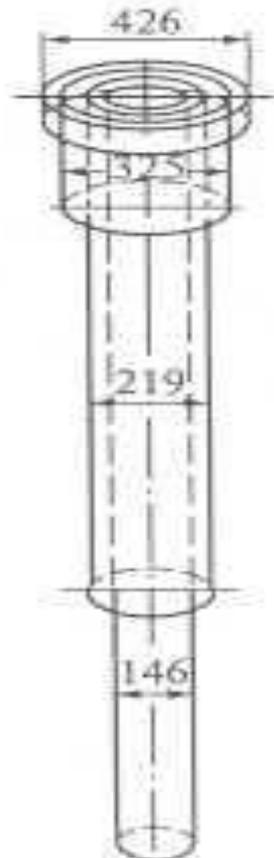
• **Конструкция скважины** должна обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Конструкция скважины

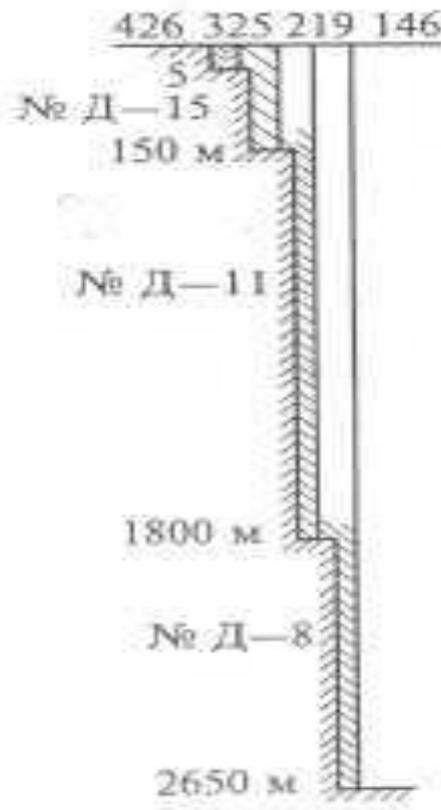
а — профиль; б — концентрическое расположение колонн в стволе; в — графическое изображение конструкции скважины; г — рабочая схема конструкции скважины



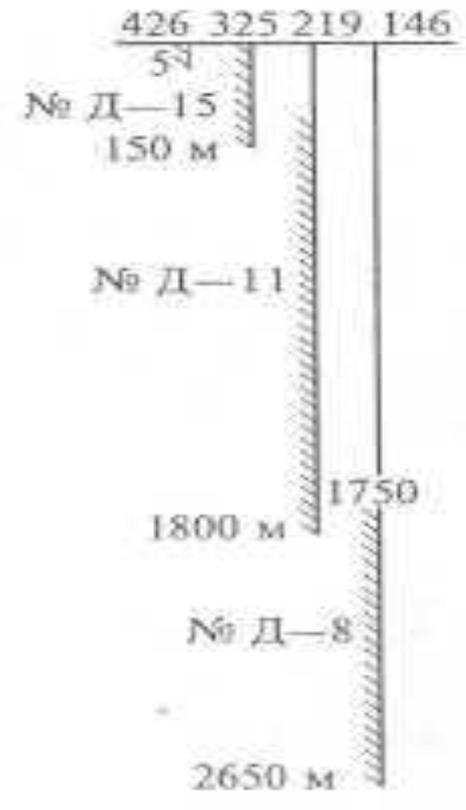
а



б



в



г

Конструкция скважин. Понятие о конструкции скважины

- Число обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, определяется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины.

- Под ***несовместимостью условий бурения*** понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Конструкция скважин. Типы обсадных колонн.

- В конструкции скважины используются следующие типы обсадных колонн:
 - **направление** — для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями. Предназначено для предотвращения размыва устья скважины;
 - **кондуктор** — для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн;
 - **промежуточная обсадная колонна** — для крепления и изоляции вышележащих зон геологического разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими. Служит для предотвращения осложнений и аварий в скважине при бурении последующего интервала.

Конструкция скважин. Типы обсадных колонн.

• **эксплуатационная колонна** — для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины. Предназначена для извлечения нефти или газа на поверхность любыми известными способами.

• ***Промежуточные обсадные колонны*** могут быть: **сплошные**, т.е. перекрывающие весь ствол скважины от забоя до устья, независимо от крепления предыдущего интервала; **хвостовики** — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны, не менее чем на 100 м; **летучки** — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для ликвидации осложнений и не имеющие связи с предыдущей или последующими обсадными колоннами. *Летучки до устья скважины не наращиваются.*

• **При подсчете числа колонн, входящих в конструкцию скважин, направление и кондуктор не учитывают.**

Выбор числа обсадных колонн и глубины их спуска

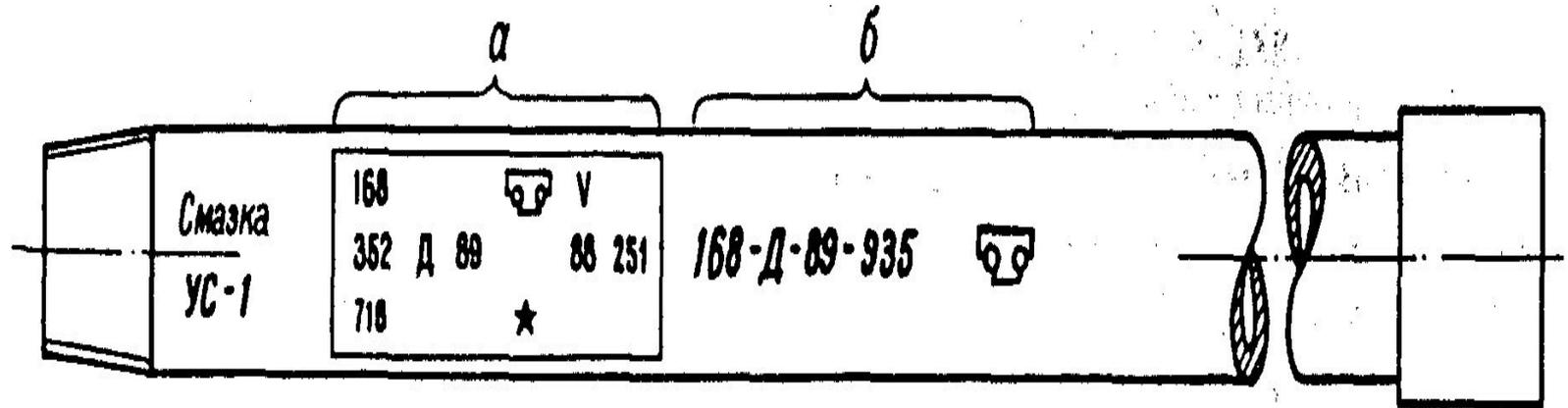
- **Основными исходными данными для выбора числа обсадных колонн и глубины их спуска являются:**
 - **цель бурения и назначение скважины;**
 - **проектный горизонт (пласт), глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны;**
 - **пластовые давления и давления гидроразрыва пород стратиграфических горизонтов;**
 - **способы заканчивания скважины;**
 - **профиль скважины;**
 - **характеристика пород по крепости.**

Обсадные трубы

Размеры обсадных труб. Обсадные трубы и муфты к ним изготавливаются по **ГОСТ 632 — 80** следующих размеров (условный диаметр трубы, мм): 114; 127; 140; 146; 168; 178; 194; 219; 245; 273; 299; 324; 340; 351; 377; 406; 426; 473; 508.

Трубы размерами **351, 377 и 426** мм применять не рекомендуется. Поставляют трубы длиной от 9,5 до 13,0 м, однако в поставляемой партии труб допускается до 20% труб длиной 8...9,5 и до 10% — длиной 5...8 м. На один конец трубы навинчена и закреплена муфта, резьба другого конца защищена предохранительным кольцом.

Маркировка обсадных труб

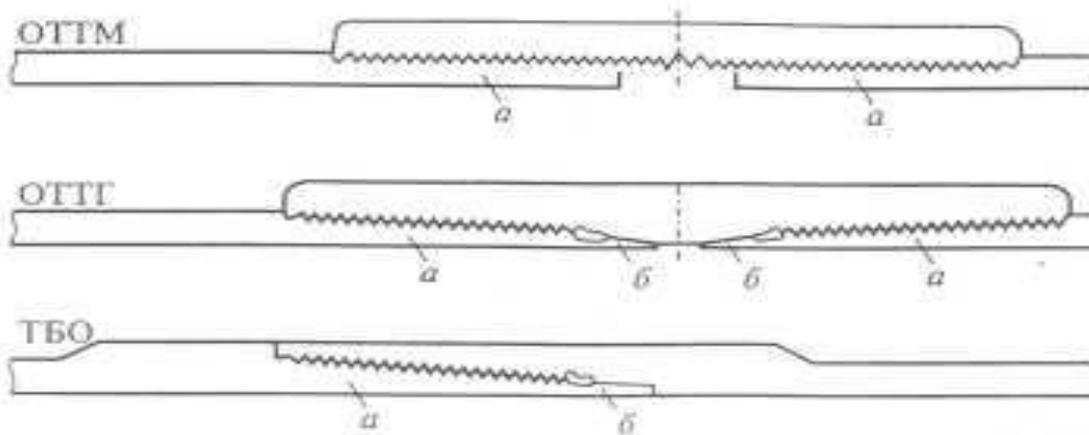


- ***а. Маркировка труб клейменем***
- 168 - условный диаметр трубы, мм
- * - клеймо ОТК (а или о, или н)
- 352 - номер трубы
- V - месяц изготовления
- 718 - номер плавки
- 88 - год изготовления
- Д - группа прочности
- 251 - номер партии термообработки (кроме труб группы прочн. Д)
- 89 - толщина стенки, мм. (без запятой)
- Т - товарный знак завода

Конструкции резьб обсадных труб

ОТТМ. ОТТГ, ТБО:

a — резьбовое соединение; *b* — уплотнительная часть соединения



Обсадные трубы соединяются на резьбе, которая может быть короткой и удлиненной. В обсадных трубах используется треугольная и трапециидальная резьбы.

Обсадные трубы с трапециидальной резьбой труб и муфт к ним получили шифр ОТТМ. Трапециидальный профиль резьбы обеспечивает прочное и высокогерметичное соединение.

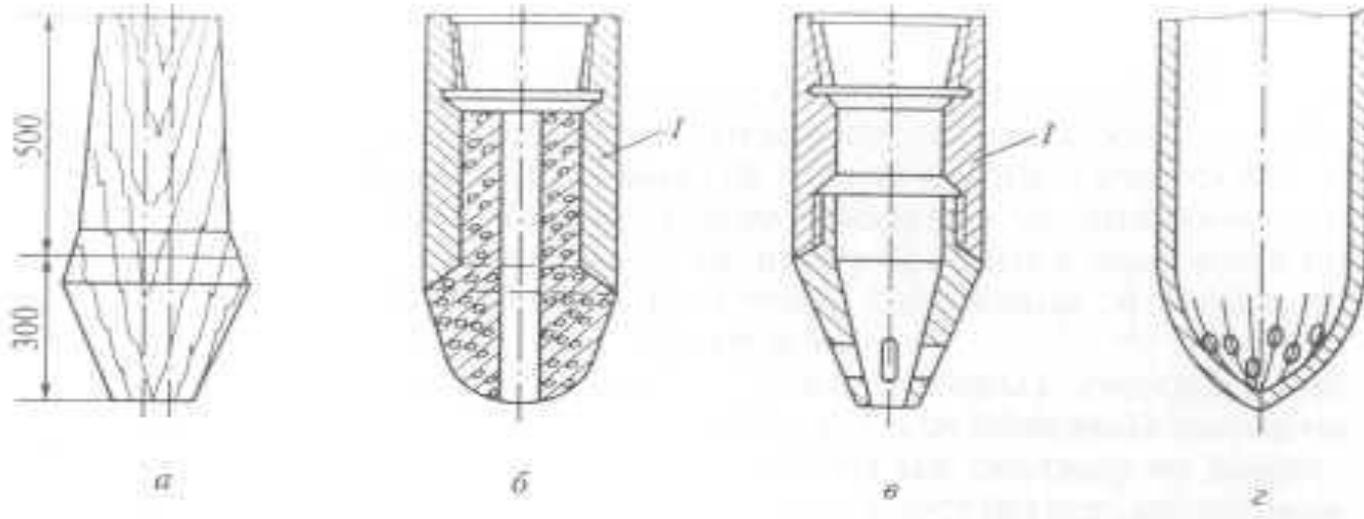
Конструкции резьб обсадных труб ОТГМ. ОТТГ, ТБО:

- В трубах марки ОТТГ прочность, достигается трапецеидальной резьбой, а герметичность — специальными коническими уплотнительными поверхностями, расположенными со стороны торца труб. Трубы обсадные и безмуфтовые (ТБО) идентичны и взаимозаменяемы с трубами ОТТГ. Отличаются они только способом выполнения. Трубы ОТТГ соединяются с помощью муфт, а трубы ТБО являются безмуфтовыми, резьбы у них выполнены по наружной высадке.

Технологическая оснастка обсадных колонн

- В конструкцию низа обсадных колонн входят: башмачная направляющая пробка, башмак, заливочный патрубков с боковыми отверстиями, обратные клапаны, упорное кольцо (стоп-кольцо), кольца жесткости и турбулизаторы. Для эксплуатационных и промежуточных колонн в комплект оборудования их низа включаются также центрирующие фонари и скребки.

Башмачная направляющая пробка



- **Башмачная направляющая пробка** крепится к **башмаку (1)** обсадной колонны и служит направлением при ее спуске. При отсутствии направляющей пробки башмак колонны срезает со стенок скважины глинистую корку и породу. Применяют несколько типов направляющих пробок: **v** — **деревянная**; **б** — **бетонная**; **в** — **чугунная**; **z** — **стальная «паук»**.

Технологическая оснастка обсадных

КОЛОНН

- Башмак колонны устанавливается на первой трубе для предупреждения смятия торца нижней трубы обсадной колонны при спуске в скважину и представляет собой толстую короткую (0,5 м) трубу. Наружный диаметр башмака равен диаметру муфты, а внутренний — внутреннему диаметру обсадной трубы.
- Над башмаком обсадной колонны устанавливается заливочный патрубок с боковыми отверстиями для пропуска бурового и цементного растворов.

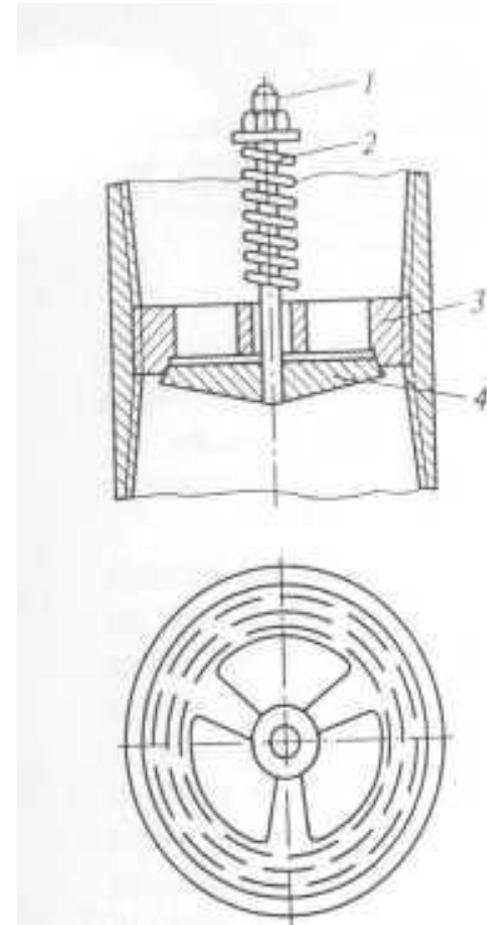
Технологическая оснастка обсадных

КОЛОНН

- **Обратные клапаны** выполняют следующие функции:
- – предотвращают samozapолнение обсадной колонны буровым раствором при спуске ее в скважину, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку;
- – препятствуют обратному перетоку цементного раствора, из кольцевого пространства в обсадную колонну.

Тарельчатый клапан

1 — стержень; 2 — пружина; 3 — седло клапана; 4 — тарелка



Технологическая оснастка обсадных

КОЛОНН

- **Обратные клапаны** устанавливаются на расстоянии 2... 12 м от **башмака**.
- Обратный клапан перед спуском в скважину опрессовывают на давление, в 1,5 раза превышающее его рабочее давление.
- **Упорное кольцо (кольцо «стоп»)** устанавливается для четкого фиксирования окончания процесса цементированья над обратным клапаном (на расстоянии 6... 12 м).
- **Упорное кольцо** изготавливается из чугуна в виде шайбы толщиной 12... 15 мм; диаметр отверстия делается на 60...75 мм меньше наружного.

Технологическая оснастка обсадных

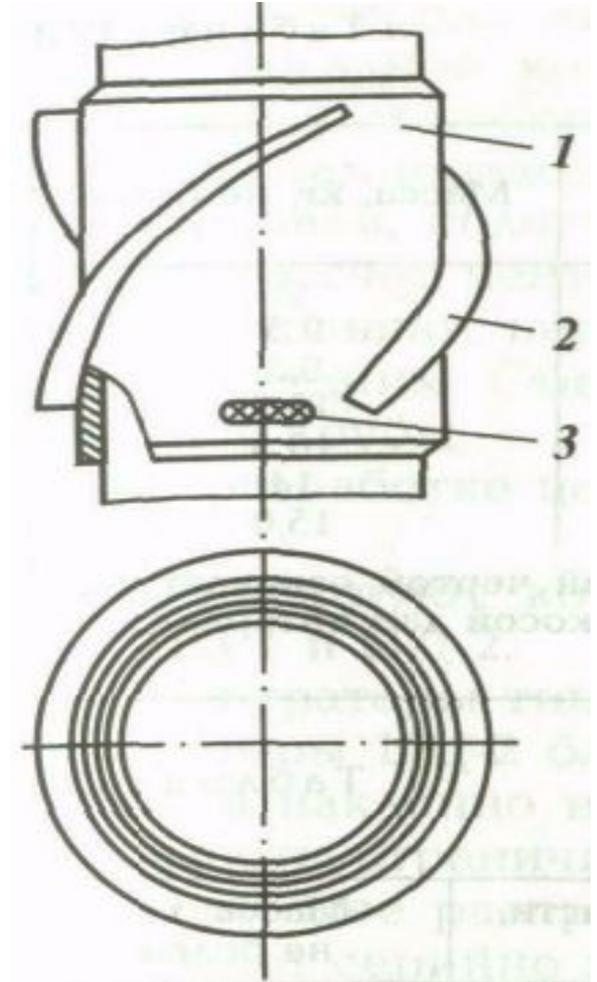
КОЛОНН

- Кольца жесткости рекомендуется устанавливать на кондукторы и промежуточные колонны.
- Для усиления нижней части обсадной колонны и повышения прочности соединения на нижние 4...5 труб одеваются короткие (100...200 мм) патрубки и закрепляются под соединительными муфтами и над ними электросваркой.
- Изготавливаются они, обычно, из обсадных труб последующего за данной обсадной колонной размера или из предохранительных колец для ниппелей обсадных труб.

Технологическая оснастка обсадных

КОЛОНН

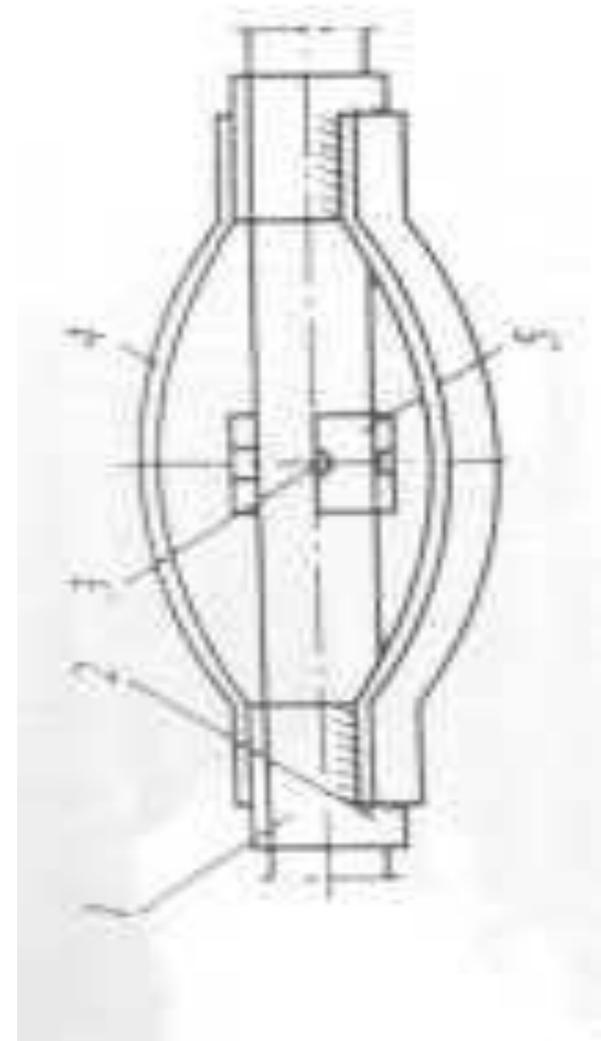
- **Турбулизаторы** способствуют лучшему замещению бурового раствора цементным. Турбулизатор состоит из корпуса неподвижно закрепляемого на обсадной трубе, с упругими (обычно резиновыми) лопастями, наклоненными под углом $30...50^\circ$ к образующей оси. Лопасты изменяют направление восходящего потока промывочной жидкости и цементного раствора, способствуют образованию местных вихрей и разрушению структуры в застойных зонах.



Технологическая оснастка обсадных

КОЛОНН

• **Центрирующие фонари** (центраторы) значительно улучшают вытеснение бурового раствора. Если обсадная колонна не отцентрирована в скважине, то цементный раствор не вытесняет буровой по всей площади кольца, а оставляет застойные зоны бурового раствора. Центрирующий фонарь (центратор) представляет собой устройство, центрирующее обсадную колонну в скважине, способствуя, таким образом, образованию более равномерного цементного кольца вокруг колонны.



Технологическая оснастка обсадных КОЛОНН

- Наружный диаметр фонаря должен быть на 50 мм больше диаметра долота, которым бурили скважину. Число фонарей на спускаемой обсадной колонне в каждом конкретном случае определяют мощностью интервала, в котором необходимо надежно разобшить пласты.
- Но следует иметь в виду, что должно быть не менее двух направляющих фонаря над продуктивным горизонтом и столько же под ним. Размещать фонари следует равномерно в местах, где кавернограмма показывает отсутствие увеличения ствола скважины.

Технологическая оснастка обсадных

КОЛОНН

- **Скребки** (рис. 10.7) применяют для удаления со стенок **скважины фильтрационной глинистой корки** при спуске обсадной колонны.
- Их устанавливают на тех же участках обсадной колонны, что и центрирующие фонари (**центраторы**). Наибольший эффект получается при совместном применении скребков и центраторов.

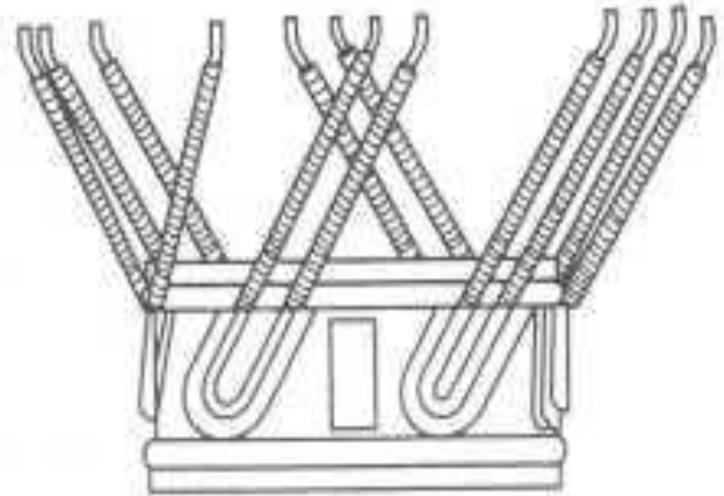


Рис. 10.7. Скребок

Технологическая оснастка обсадных КОЛОНН

- **Оборудование верхней части обсадной колонны.**
- **В зависимости от способа спуска обсадных колонн в скважину верхняя часть колонны оканчивается следующими устройствами или приспособлениями:**
 - **для спуска колонн секциями или хвостовиков;**
 - **подвески секций или хвостовиков.**
- При секционном спуске промежуточных и эксплуатационных колонн можно применять различные устройства, обеспечивающие требуемую герметичность сочленения секций

Технологическая оснастка обсадных КОЛОНН

- **Во избежание деформации** от собственной массы секций обсадных колонн или хвостовиков после их разгрузки на забой, напряжений кручения при отвороте колонны бурильных труб и создания необходимой устойчивости колонны ее следует подвешивать либо на цементный камень, либо на нижнюю часть предыдущей колонны или воронку предыдущего хвостовика. Для выполнения этих задач используются различные устройства, устанавливаемые в верхней части опускаемой колонны.

Технологическая оснастка обсадных

КОЛОНН

Рис. 10.9. Устройство для спуска колонн секциями:

a — соединение первой секции с бурильными трубами;

б — соединение двух секций;

1 - обсадная труба;

2 - специальная муфта;

3 - переводник с левой резьбой;

4 - верхняя часть специальной муфты;

5 - переводник на бурильные трубы;

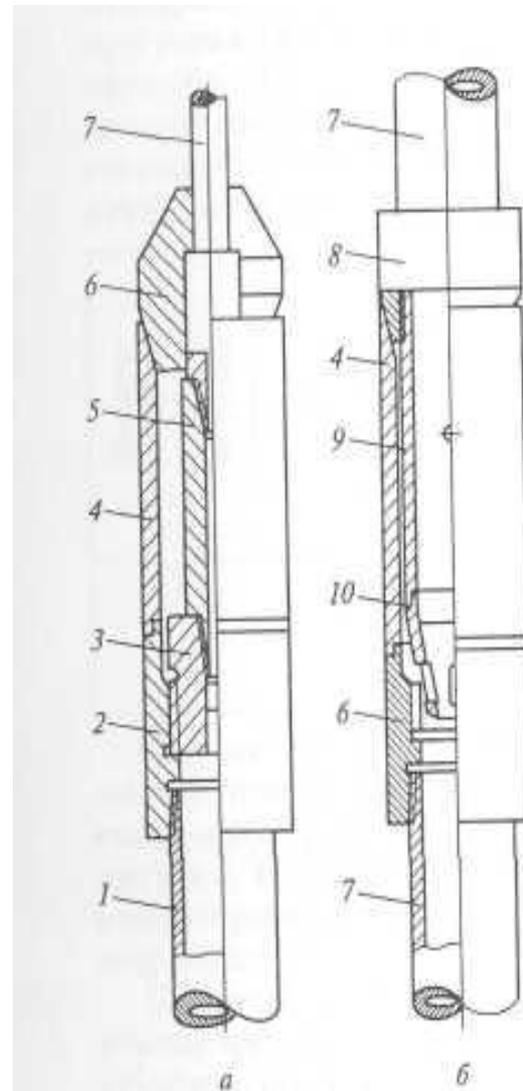
6 - предохранительная втулка;

7 - бурильная труба;

8 — уплотнительная муфта;

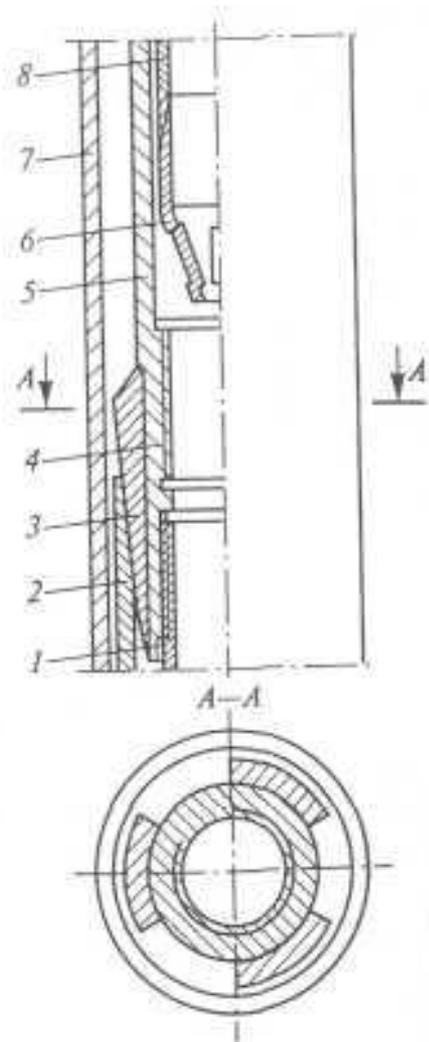
9 - башмачный патрубок;

10 - направляющая пробка



Технологическая оснастка обсадных КОЛОНН

Рис. Схема подвески секции колонн на воронке хвостовика:



- 1 - эксплуатационная колонна,**
- 2 - верхняя часть специальной муфты хвостовика;**
- 3 - клинья,**
- 4 - нижняя часть специальной муфты эксплуатационной колонны**
- 5 - верхняя часть специальной муфты;**
- 6 - направляющая пробка;**
- 7 — промежуточная колонна;**
- 8 — соединительный патрубок верхней секции**

Спуск обсадной колонны в скважину

Подготовка обсадных труб. Успешный спуск обсадной колонны в скважину определяется правильной подготовкой обсадных труб, нижней и верхней частей обсадной колонны, буровой вышки, бурового оборудования, инструмента и ствола скважины.

Обсадные трубы, предназначенные для спуска в скважину, за 2...4 дня до спуска доставляются на буровую установку. Доставленные на буровую обсадные трубы осматривают для отбраковки негодных. При осмотре труб необходимо обращать внимание на кривизну, наличие плен, расслоение металла, деформацию муфт и нарезанных концов.

Спуск обсадной колонны в скважину

Подготовка обсадных труб. Трубы проверяют на овальность и шаблонируют, а затем укладывают на приемном мосту в штабель в порядке последовательности спуска их в скважину, при этом каждую трубу нумеруют, измеряют стальной рулеткой (длину каждой трубы следует определять от свободного торца муфт или от торца муфтовой части трубы до того места на конце трубы с наружной резьбой, которое соответствует положению торца муфты при закреплении соединения), а результаты замера записывают мелом на трубе и на листе по специальной форме.

На случай замены некачественных труб необходимо иметь запасные трубы из расчета **не менее 20 м** на каждые 1000 м колонны.

Спуск обсадной колонны в скважину

Подготовка обсадных труб. Вместе с трубами на буровую доставляются: башмак и башмачный патрубок колонны, привинченные и приваренные к первой трубе на трубной базе, со свинченной и приваренной к башмаку чугунной направляющей пробкой; обратный клапан, опрессованный на давление, предусмотренное планом спуска колонны; упорное кольцо (стоп-кольцо), центрирующие фонари (центраторы), скребки и турбулизаторы, а также, при необходимости, за колонные пакеры и оборудование верхней части обсадной колонны.

Спуск обсадной колонны в скважину

Подготовка вышки и бурового оборудования производится перед началом спуска колонны.

При осмотре вышки все дефекты и нарушения в соединениях отдельных узлов, поясов, диагоналей и крепления опор немедленно устраняют. Проверяют вертикальность вышки и равномерность натяга угловых оттяжек. При проверке лебедки и привода обращают внимание на прочность крепления лебедки, редуктора и двигателей к фундаментам, на состояние цепных колес, кулачковых сцеплений, шпонок и тормозов.

Готовность двигателей выясняют по их состоянию, возможности работы в тяжелых условиях спуска обсадной колонны и продавки цементного раствора при высоком давлении.

Спуск обсадной колонны в скважину

Для предупреждения осложнений с талевой системой проверяют диаметр работающего талевого каната и возможность спуска обсадной колонны на этом канате и оснастке; в случае необходимости талевый канат заменяют новым перед последней промывкой скважины. Особенно тщательно должно быть проверено состояние крюка, талевого блока, кронблока и индикатора массы (веса).

При подготовке буровых насосов к спуску и цементированию колонны проверяют состояние штоков, сальниковой набивки, гнезд, клапанов, соединений в приводной части и все замеченные дефекты ликвидируют, а сработанные детали заменяют новыми.

Спуск обсадной колонны в скважину

Подготовка скважины к спуску обсадной колонны. К началу спуска колонны в скважине должны быть завершены все исследовательские и измерительные работы (каротажи, кавернометрия, инклинометрия, опробование перспективных объектов и т.д.). Перед последней промывкой скважины бурильные трубы подвергают контрольному замеру при помощи стальной рулетки.

Места сужения ствола по данным кавернометра прорабатывают со скоростью 20... 50 м/ч. Перед проработкой по согласованию с геологической службой к раствору добавляется нефть или другие вещества, снижающие липкость глинистой корки.

Спуск обсадной колонны в скважину

Подготовка скважины к спуску обсадной колонны.

После проработки и промывки скважины ствол ее часто шаблонируют. Для этой цели в скважину спускают на бурильной колонне компоновку из трех-четырех обсадных труб и убеждаются в том, что они доходят до забоя посадок. По окончании шаблонирования скважину **промывают**, длительность промывки — один-два цикла циркуляции.

В период подготовки ствола скважины к спуску колонны в буровой проверяются необходимые для этой операции инструменты и материалы: три исправных и проверенных элеватора, три точно пригнанных шарнирных ключа, запасной комплект клиньев; комплект штропов, круговой ключ для обсадных труб, пеньковый канат; белила (сурик) или другая смазка, олифа, гвозди и др.

Спуск обсадной колонны в скважину

Спуск обсадной колонны в скважину. ЭТОТ процесс, как правило, должен осуществляться в один прием.

Работа по спуску обсадной колонны должна быть организована так, чтобы каждый член буровой бригады четко выполнял свои обязанности. Во избежание несчастных случаев при пуске обсадной колонны в скважину все члены бригады должны быть тщательно проинструктированы. Скорость спуска колонны поддерживают в пределах **0,3 - 0,8 м/с.**

Работами по спуску колонны должно руководить одно лицо — буровой мастер, ответственный за работу по спуску колонны.

Спуск обсадной колонны в скважину

Спуск обсадной колонны в скважину. При организации рабочего места и расстановке рабочей силы для спуска обсадной колонны в каждой вахте выделяется **лицо, ответственное за проведение повторного шаблонирования каждой трубы, сохранность шаблона** во время спуска колонны и проверку соблюдения установленного порядка спуска труб.

Для обеспечения герметичности **резьбовых соединений** эксплуатационных колонн в газовых скважинах следует применять в качестве смазки специальные уплотнительные составы.

-

Спуск обсадной колонны в скважину

- Во время спуска обсадной колонны ведут документальный учет каждой наращиваемой трубы, в нем указывают номер трубы, группу прочности стали, толщину стенки, длину трубы, отмечают суммарную длину колонны и общую ее массу. На заметку берут все особые условия и осложнения, возникшие при спуске, записывают сведения об отбраковке отдельных труб и их замене.
- Если колонна оснащена обратным клапаном, после спуска **10 - 20 труб доливают промывочную жидкость** внутрь колонны, чтобы не допустить смятия труб избыточным наружным давлением.
- По мере необходимости проводят промежуточные промывки с помощью цементирующего агрегата или бурового насоса.

Уплотнительные материалы для резьбовых соединений обсадных труб

Уплотнительный материал	Завод-Изготовитель	Допустимая температура в скважине	Особенности применения
<u>Несамоотверждающиеся смазки</u>			
Р-2 МВП	Ленинградский опытный нефтемасловый завод	$\leq + 100$	При температуре ниже -5 градусов смазку и резьбовые концы труб подогреть
Р-402 (графитовая)		$\leq + 200$	При температуре ниже -30 градусов смазку и резьбовые концы труб подогреть
УСсА		$\leq + 100$	При температуре ниже -5 градусов смазку и резьбовые концы труб подогреть

Уплотнительные материалы для резьбовых соединений обсадных труб

Уплотнительный материал	Завод-Изготовитель	Допустимая температура в скважине	Особенности применения
<u>Самоотверждающийся состав</u>			
Полимеризующийся уплотнительный состав УС-1	Опытный завод синтетических нефтесмазкок. г. Казань	$\leq + 100$	При температуре ниже + 10 градусов подогреть смазку, при отрицательных температурах – подогреть резьбовые концы труб
<u>Уплотнительные материалы</u>			
Лента ФУМ	Завод им. «Комсомольской правды» г. Санкт-Петербург	До + 200	Может использоваться при температуре до + 60 градусов

Спуск обсадной колонны в скважину

Спуск обсадной колонны в скважину. Т.к. колонна оснащена **обратным клапаном** колонну во время спуска заполняют глинистым раствором через каждые **100... 200 м.**

Скважину во время **спуска промывают** в интервалах, предусмотренных планом спуска.

Режимы спуска обсадной колонны и последующего ее цементирования должны быть рассчитаны таким образом, **чтобы не допустить гидроразрыва пород и связанных с ним осложнений.**

В случае если в скважину спускают обсадную колонну со сварными соединительными элементами, обсадные трубы над устьем скважины можно сваривать как автоматической, так и полуавтоматической сварочными установками.

Цементирование скважин

Цель цементирования скважин. Крепление скважин
осуществляется для разобщения нефтегазоносных пластов
от всех вышележащих с обязательным одновременным
разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов
друг от друга и защиты обсадных труб от коррозийного
действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах.

Поэтому спущенные в скважину обсадные
колонны должны быть цементированы путем
закачки тампонажного материала в кольцевое
пространство между стенками скважины и обсадной
колонны.

Цементирование скважин

- **Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций:**
- плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины;
- изоляция и разобщение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов;
- предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления;
- заякоривание обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления.

Цементирование скважин

- Цементирование включает пять основных видов работ:
- приготовление тампонажного раствора,
- закачку его в скважину,
- подачу тампонажного раствора в затрубное пространство,
- ожидание затвердения закачанного материала,
- проверку качества цементировочных работ.
- Оно проводится по заранее составленной программе, обоснованной техническим расчетом.

Цементирование скважин

Возможны два варианта подачи тампонажного раствора в затрубное пространство:

- тампонажный раствор, закачанный внутрь цементируемой обсадной колонны, проходит по ней до башмака и затем поступает в затрубное пространство, распространяясь снизу вверх (по аналогии с промывкой называется цементированием по прямой схеме);
- тампонажный раствор с поверхности подают в затрубное пространство, по которому он перемещается вниз (цементирование по обратной схеме).

Цементирование скважин

Методы цементирования скважин. Существует ряд методов цементирования скважин. К ним относятся: одно- и двухступенчатое цементирование, манжетное цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением.

В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной метод цементирования скважины.

Одноступенчатое цементирование скважин (одноцикловый способ) — наиболее распространенный вид цементирования.

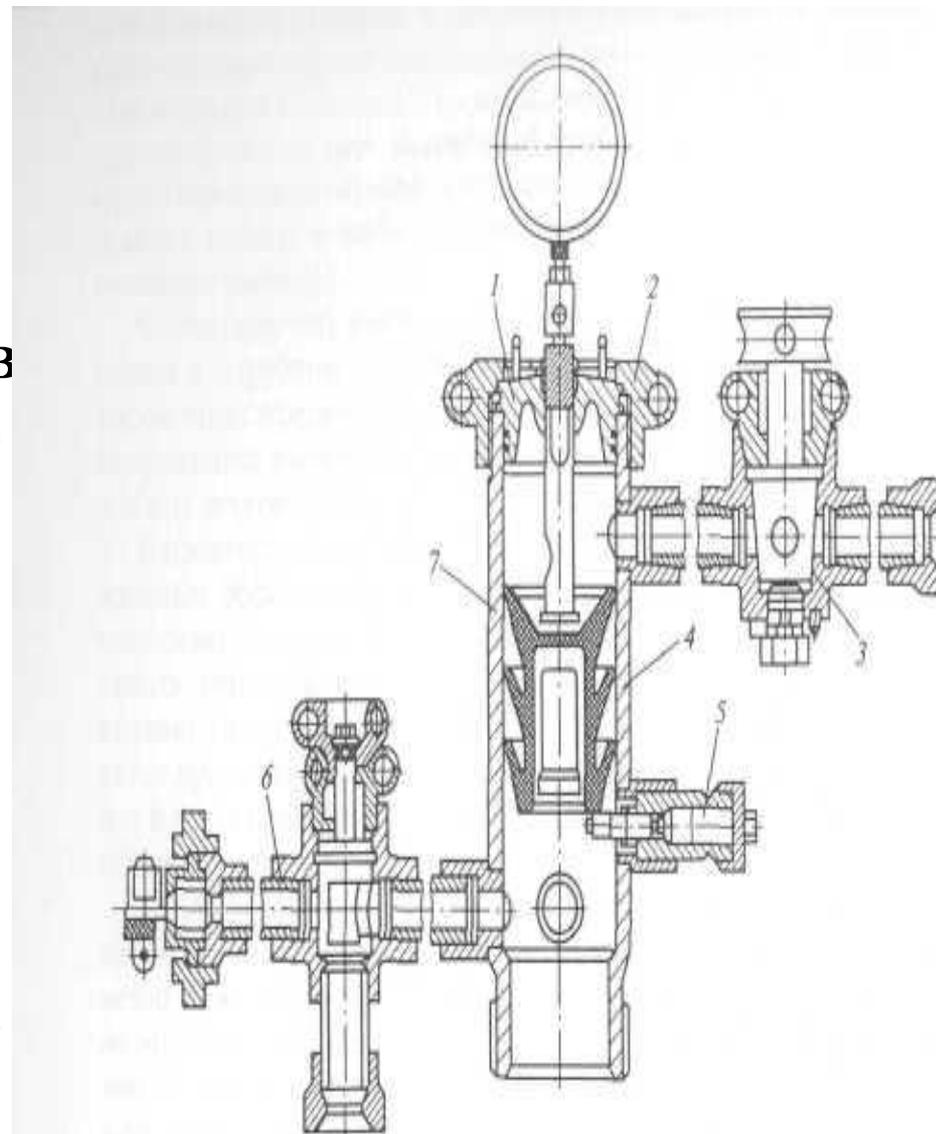
Цементирование скважин

Одноступенчатое цементирование скважин Процесс цементирования заключается в следующем. После того как обсадная колонна опущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ее после спуска обсадной колонны труб. Для этого на опущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке. Промывку производят до тех пор, пока буровой раствор не перестанет выносить взвешенные частицы породы, т.е. плотность бурового раствора, поступающего в скважину, и плотность бурового раствора, выходящего из нее, станут одинаковыми. При промывке необходимо фиксировать давления на выкиде насоса.

Цементирование скважин

Цементирующая головка

После того как скважина промыта и вся арматура проверена (все линии от цементирующих агрегатов к цементирующей головке должны быть опрессованы на давление, в 1,5 раза превышающее максимальное расчетное давление) приступают к приготовлению и закачиванию цементного раствора в скважину.



Цементирование скважин

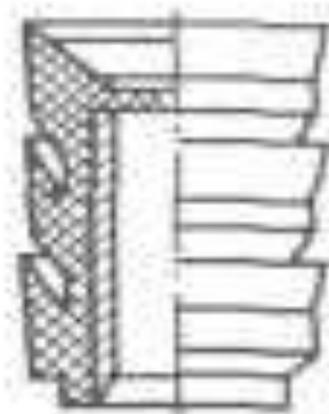
Рекомендуется непосредственно перед началом затворения цементной смеси произвести закачивание в колонну буферной жидкости, в качестве которой наиболее широко используется вода и водные растворы солей NaCl , CaCl_2 , и т. п., щелочей NaOH и ПАВ (сульфанол). Смешиваясь с буровым раствором, они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость. Объем буферной жидкости подсчитывается из условия допустимого снижения гидростатического давления на продуктивный пласт.

Цементирование скважин

После закачивания буферной жидкости в колонну опускают **нижнюю пробку (рис. 10.11, а)'**.

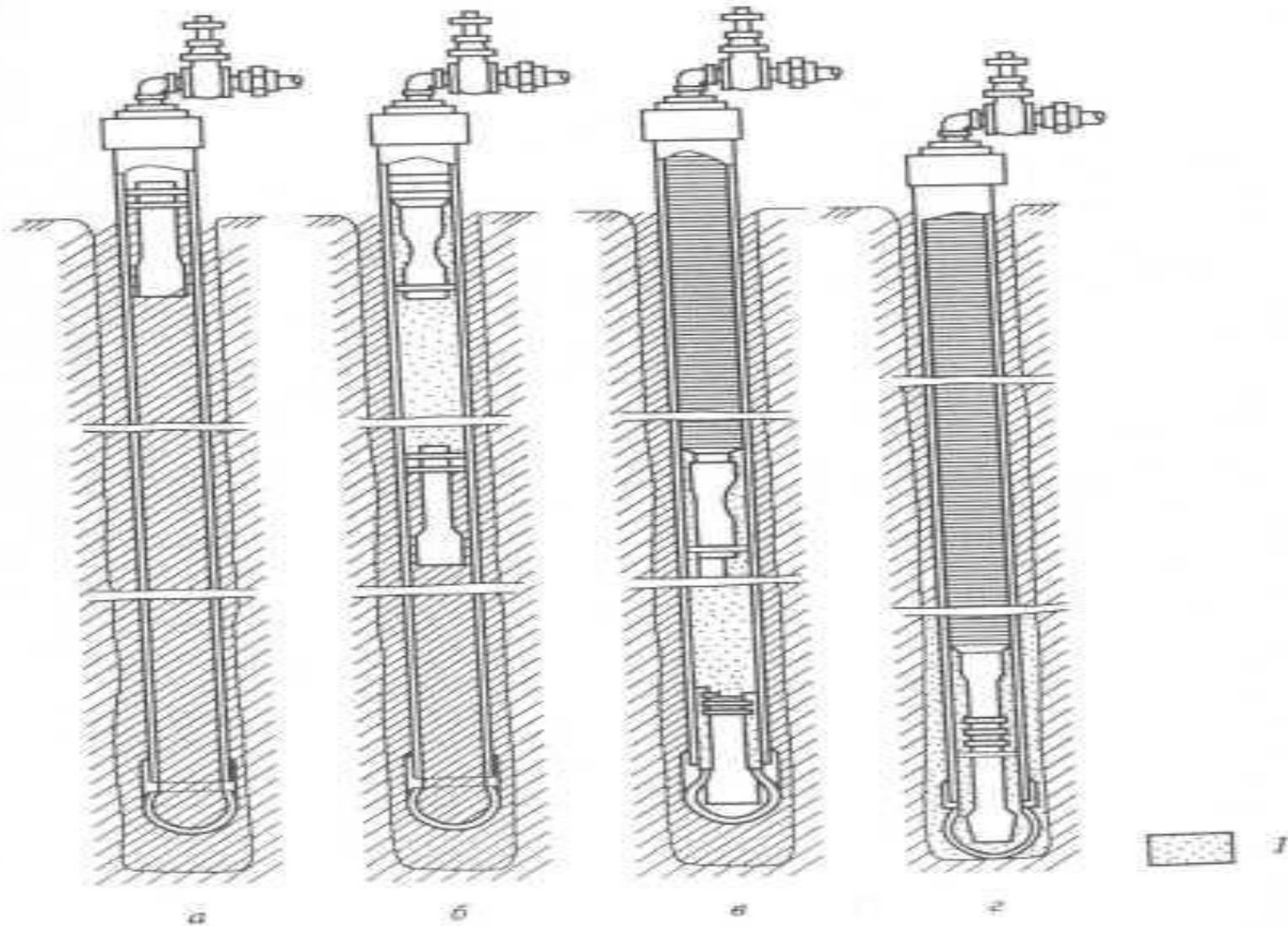
Затем при помощи **цементосмесителей и цементиловочных агрегатов**

приготавливают цементный раствор, который агрегатами перекачки перекачивается в скважину. После закачки цементного раствора из цементиловочной головки продавливают верхнюю пробку (рис. 10.11, б), и цементный раствор движется между двумя пробками к башмаку колонны (рис. 10.11, в).



Цементирование скважин

(одноступенчатое с двумя разделительными пробками)



Цементирование скважин

Далее приступают к продавке цементного раствора вниз. Буровые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементировочных агрегатов. При продавке цементного раствора ведется счет закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшейся 0,5... 1,0 м³ продавочной жидкости перейти на один агрегат, которым и производится посадка пробок на упорное кольцо (рис. 10.11, г).

Цементирование скважин

Этот момент характеризуется резким повышением давления на заливочной головке, так называемым «ударом». Величина «удара» зависит от руководителя работ и обычно не превышает 0,5... 1,0 МПа сверх максимального давления, имевшегося перед моментом схождения пробок. На этом заканчивается процесс цементирования, и скважина оставляется в покое при закрытых кранах на головке на срок, необходимый для схватывания и твердения цементного раствора.

Цементирование скважин

- Двухступенчатое цементирование скважин

рекомендуется применять в следующих случаях:

– **если возникают трудности** технического порядка, не позволяющие поднять уровень цементного раствора на требуемую высоту;

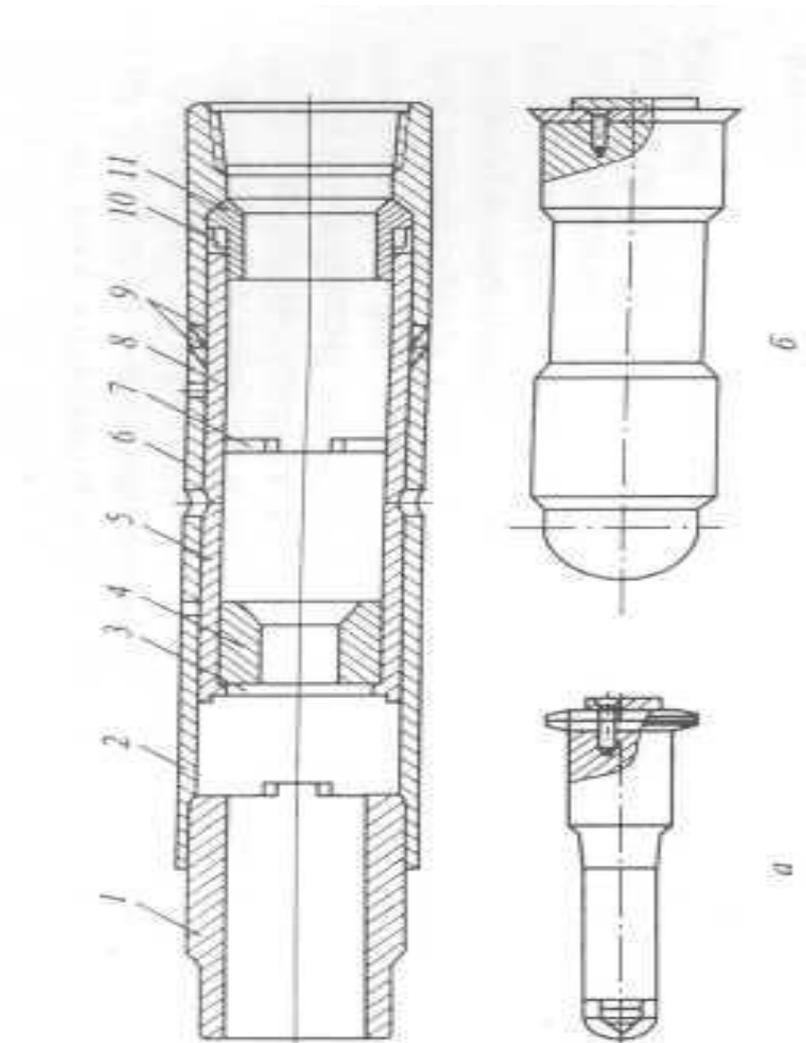
– **на забое скважины высокая температура**, ограничивающая во времени проведение одноступенчатого цементирования;

– затрубное пространство (для экономии цемента) требуется заполнить цементом не сплошь, а отдельно, оставив промежуток между эксплуатируемыми объектами не зацементированным.

Цементирование скважин

Двухступенчатое цементирование скважин

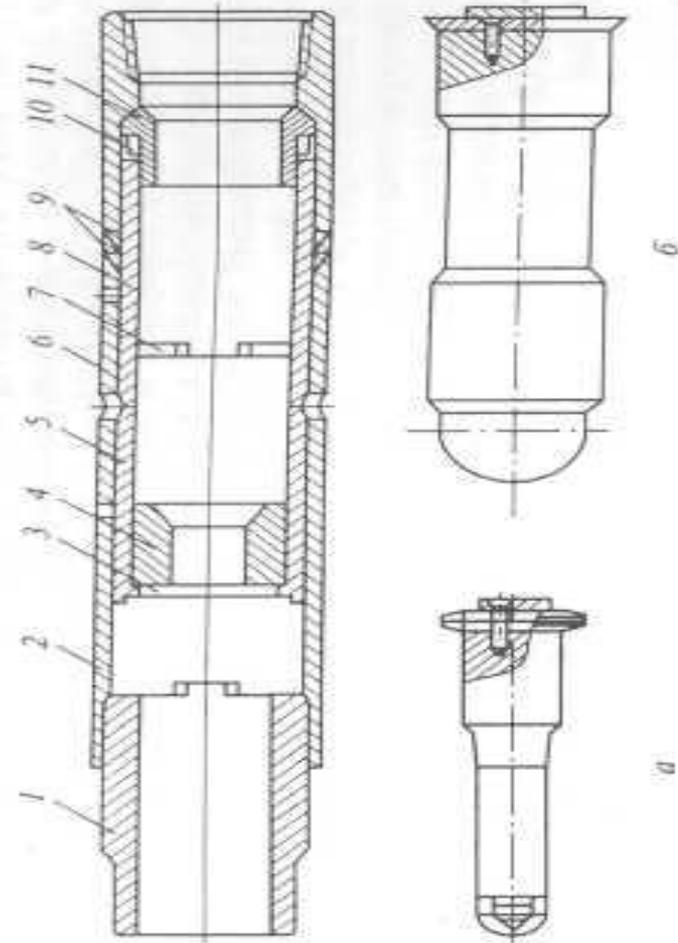
Для проведения двухступенчатого цементирования скважины необходимо в обсадной колонне на некоторой высоте от забоя скважины установить специальную заливочную муфту (рис.).



Заливочная муфта

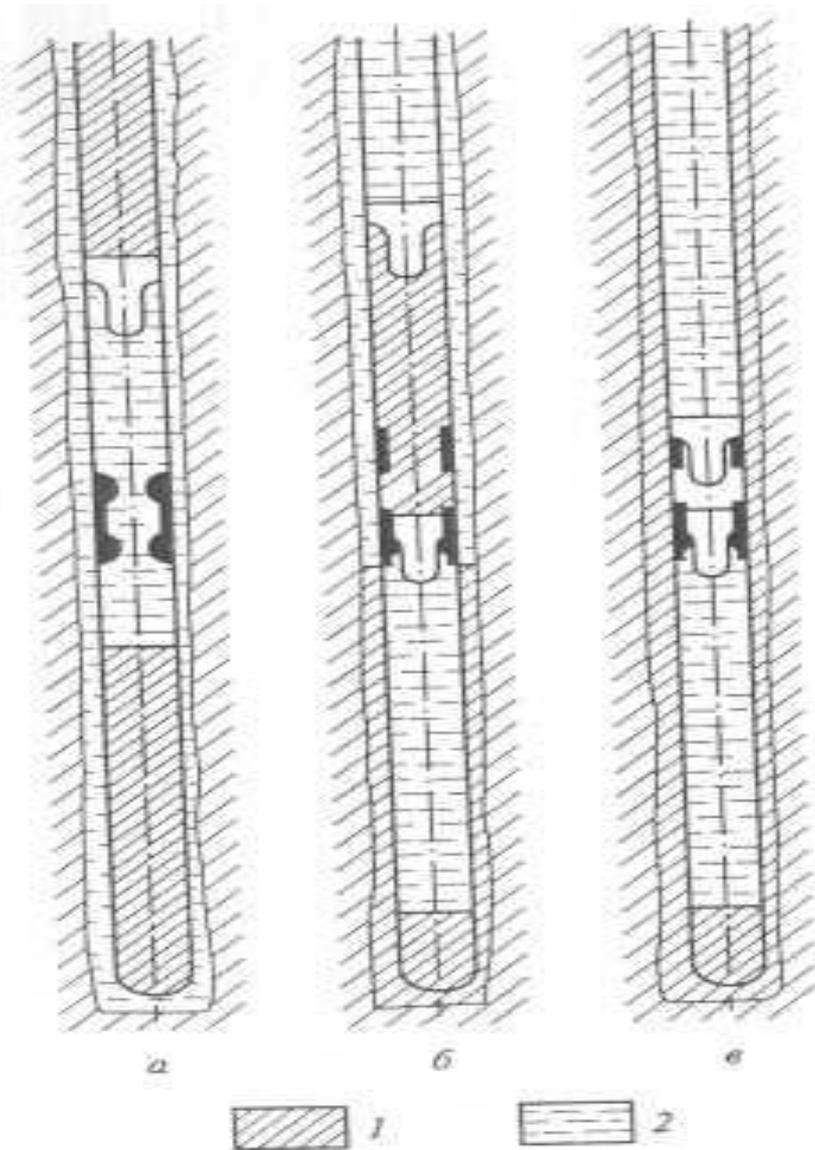
Заливочная муфта, нижняя (а) и верхняя (б) пробки для двух-ступенчатого цементирования:

1 — переводник; 2 — кожух; 3 — вырезы под замок против вращения в нижнем цилиндре; 4, 11 — седло; 5 — цилиндр нижний; 6 — резиновое кольцо; 7 — вырезы под замок против вращения в верхнем цилиндре; 8 — цилиндр верхний; 9 — вырезы; 10 — предохранительное кольцо



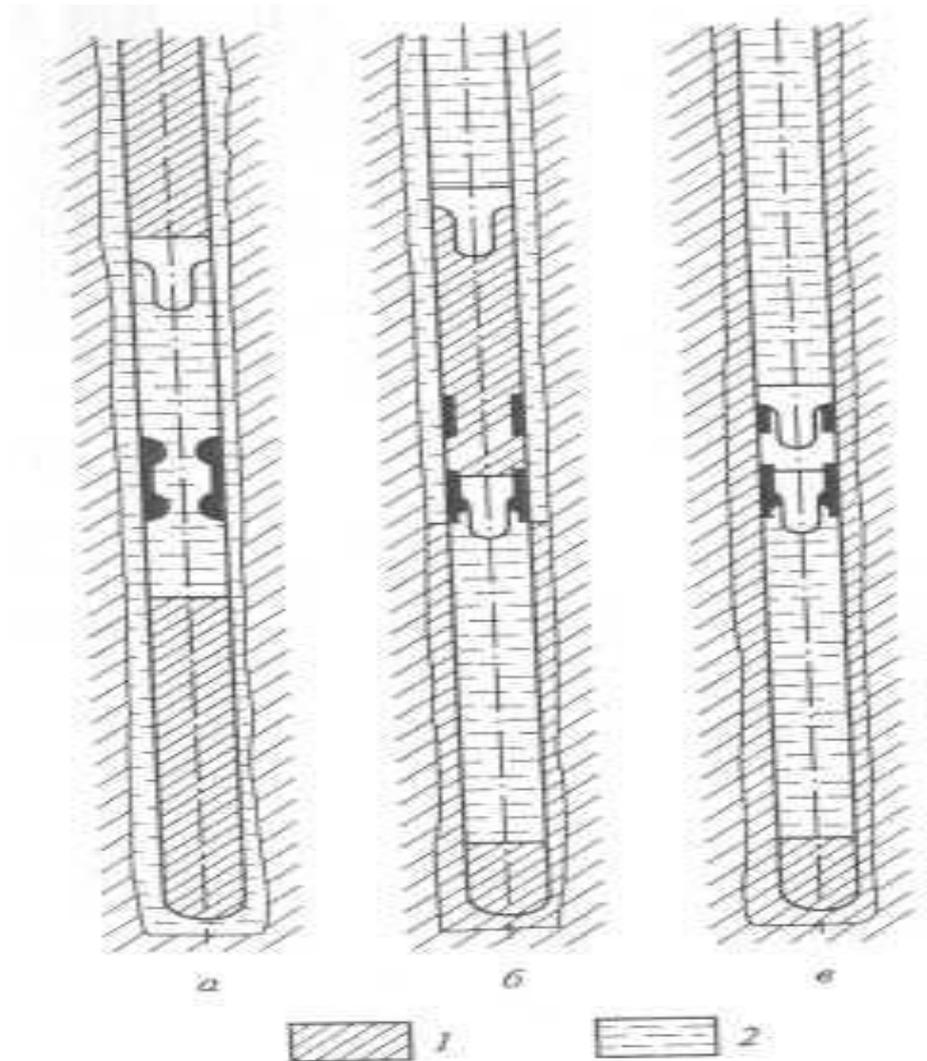
Цементирование скважин

Технологический процесс **двухступенчатого цементирования** протекает в следующем порядке. Обсадную колонну, с оборудованным низом и заливочной муфтой, спускают в скважину и при обычной промывке подготавливают к цементированию.



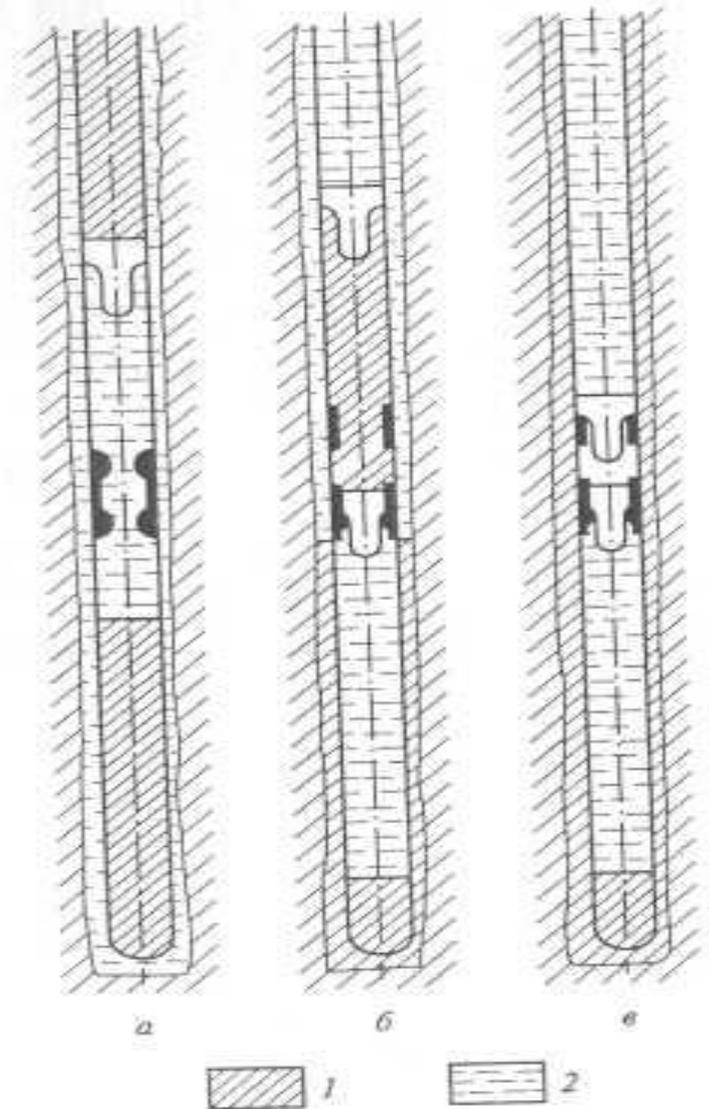
Цементирование скважин

- Перед спуском в скважину **заливочная муфта** должна быть опробована на поверхности. После подготовки скважины к цементированию прокачивают расчетное количество первой порции глинистого раствора и опускают нижнюю **цементировочную пробку** (рис. 10.13, а).



Цементирование скважин

- За нижней пробкой прокачивают вторую порцию цементного раствора и спускают вторую (верхнюю) цементирующую пробку, которая продавливается вниз расчетным количеством глинистого раствора второй порции (рис. 10.13, б).



Цементирование скважин

- Первая (нижняя) цементирующая пробка, проталкиваемая жидкостью вниз, в определенный момент упирается своими плечиками в седло 4 нижнего цилиндра заливочной муфты и под давлением столба жидкости и давления насосов срезает стопорные болты. Нижний цилиндр движется вниз до момента захода своих нижних выступов в вырезы переводника с муфты на обсадную колонну. Вследствие движения нижнего цилиндра вниз открываются цементирующие отверстия, и цементный раствор, расположенный над первой (нижней) пробкой, устремляется в затрубное пространство, а нижняя цементирующая пробка, плотно прилегая своими плечиками к седлу 4, под действием давления герметически закрывает нижнюю часть колонны — от заливочной муфты до башмака.

Цементирование скважин

Таким образом заканчивается цементирование первой (нижней) ступени: цементный раствор первой порции поднят на заданную высоту от башмака колонны. Одновременно происходит процесс заливки второй ступени через цементировочные отверстия цементировочной муфты.

Вторая (верхняя) цементировочная пробка, двигаясь вниз, упирается своими плечиками в седло *11* (см. рис. 10.12) верхнего цилиндра заливочной муфты, под действием давления стопорные болты верхнего цилиндра, цилиндр двигается вниз и перекрывает цементировочные отверстия (рис. 10.13, *в*), в результате чего наступает момент удара «стоп», давление мгновенно поднимается и цементировка колонны на этом заканчивается.

Цементирование скважин

МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ.

- Цементный раствор из обсадной колонны в затрубное пространство скважины поступает через боковые отверстия в обсадных трубах, расположенных над фильтром. Ниже боковых отверстий внутри обсадной колонны на стыке труб устанавливается «прямой» клапан, открывающийся вверх и пропускающий жидкость только снизу вверх, **а снаружи устанавливают воронкообразную манжету.** Назначение манжеты — преградить путь цементу вниз. Манжета представляет собой воронку, изготовленную из эластичного материала (брезента, кожи или т.п.), высотой 60...70 см, причем верхний диаметр манжеты несколько больше диаметра скважины.

МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

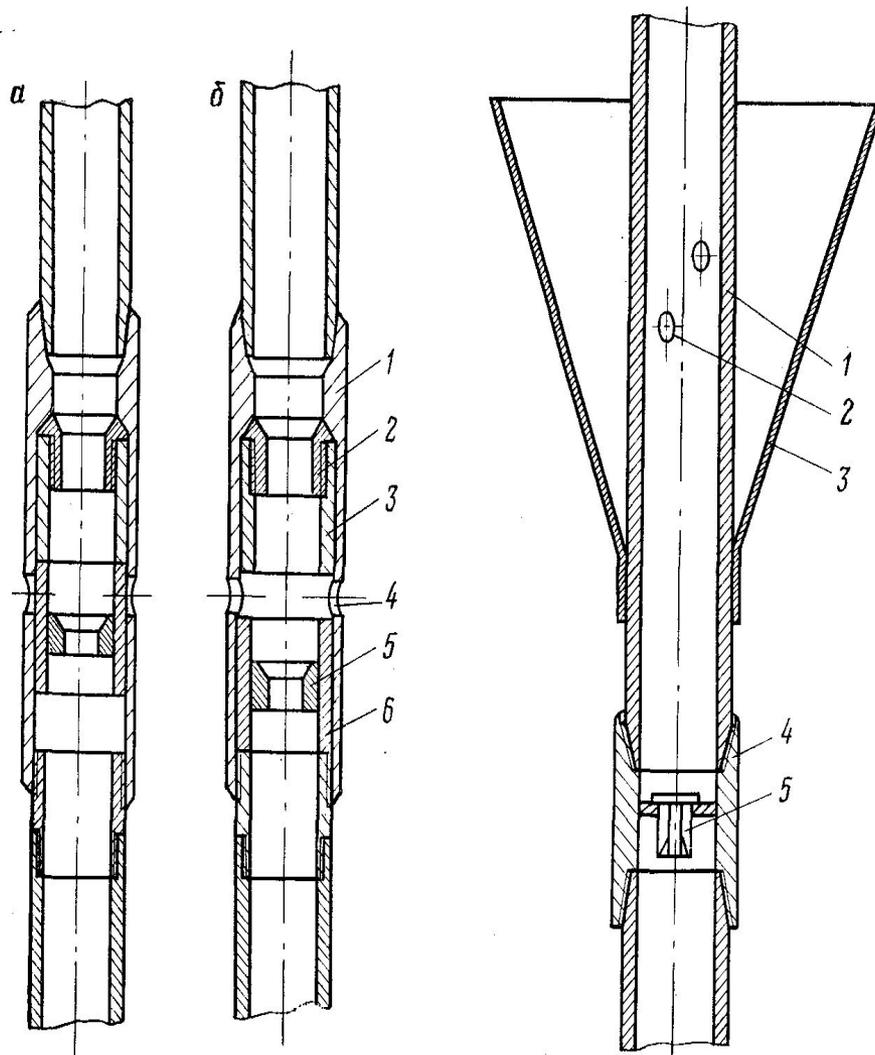


Рис. 9.2. Заливочная муфта для ступенчатого цементирования: а - при цементировании первой ступени; б - при цементировании второй ступени; 1 - корпус; 2 - верхнее седло; 3 - верхняя втулка; 4 - заливочные отверстия; 5 - нижнее седло; 6 - нижняя втулка

Рис. Манжета для манжетного цементирования; 1- обсадная труба; 2 - заливочные отверстия; 3 - манжета; 4 - муфта; 5 - клапан

Цементирование скважин

Способ обратного цементирования

Под обратным цементированием понимается такой способ, когда цементный раствор с поверхности закачивают прямо в затрубное пространство, а находящийся там буровой раствор через башмак, поступает в обсадную колонну и по ней выходит на поверхность.

Способ обратного цементирования уже давно привлекает внимание специалистов, однако широкого промышленного применения пока не получил в силу ряда технических трудностей, и в первую очередь сложности контроля момента достижения цементным раствором низа обсадной колонны и надежного обеспечения высокого качества цементирования в этой наиболее ответственной части.

Цементирование скважин

Установка цементных мостов

В отдельных случаях возникает необходимость в обсаженном или открытом стволе скважины надежно изолировать от остальной его части отдельный интервал (например, при проведении испытаний пластов в обсаженной скважине последовательно от нижнего к верхнему, при переходе на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта и т. п.). Самый распространенный на практике способ изоляции нижнего интервала скважины - **создание в стволе цементного моста**. Его устанавливают также при необходимости создания искусственного забоя.

Цементный мост представляет собой цементный стакан в стволе высотой в несколько десятков метров, достаточной для создания надежной и непроницаемой изоляции.

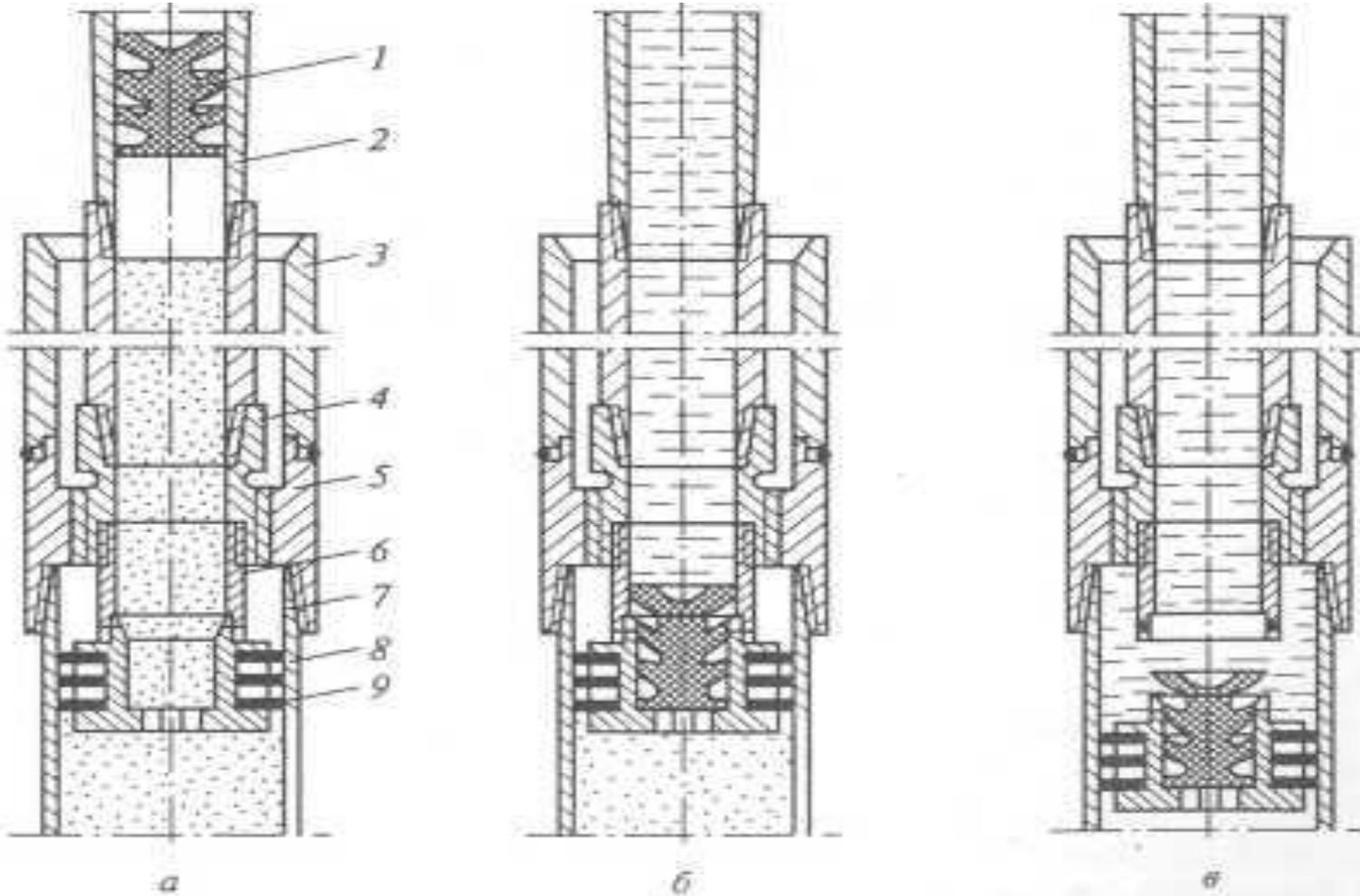
Цементирование скважин

- Цементирование хвостовиков осуществляется двумя способами: с разделительной цементировочной пробкой и без нее. При этом хвостовик спускается на бурильных трубах с помощью специальных переводников с левой резьбой.

Первый способ более совершенен. Так как диаметр хвостовика и бурильных труб, на которых его спускают, различны, для разделения цементного раствора и продавочной жидкости используют цементировочную пробку, состоящую из двух частей. Нижняя часть подвешивается в хвостовике на специальном патрубке с помощью штифтов. Верхняя — движется на колонне бурильных труб за цементным раствором. Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней пробки и перекрывает его, создается избыточное давление

Цементирование скважин

- Цементирование хвостовиков (схема)



Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин

- **Тампонажные материалы.** Это такие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превращаться в твердый непроницаемый камень.
- В зависимости от вида вяжущего материала тампонажные цементы образуются на основе: портландцемента; доменных шлаков; известково-песчаных смесей; прочих материалов (белитовые и др.).
- Для цементирования скважин применяют только два первых вида — тампонажные цементы на основе **портландцемента** и доменных шлаков.

Тампонажные материалы

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования:

- **подвижность раствора** должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;
- **структурообразование раствора**, т. е. загустение и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро; цементный раствор на стадиях загустения и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;
- цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно- и температуроустойчивым, а его контакты (адгезия) с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под действием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при различных технологических операциях.

Свойства цементных растворов

- К **важнейшим свойствам** цементного раствора относятся: **водосодержание** (водоцементное отношение), **водоотдача, плотность, подвижность (растекаемость), сроки схватывания, время загустения, седиментационная устойчивость** (способность частиц цементного раствора не оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести), **структурная вязкость, механическая прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионная устойчивость** и др.

Тампонажные материалы

Номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака содержит:

- тампонажные портландцементы для «ХОЛОДНЫХ» — до 50 градусов и «ГОРЯЧИХ» скважин — для температур до 100 *С,
- **облегченные цементы** для получения растворов плотностью 1,4... 1,6 г/см³ ;
- **утяжеленные цементы** для получения растворов плотностью не менее 2,15 г/см³ на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам для температур 90... 140‘С;
- **термостойкие** для скважин с температурой 90... 140 и 140... 180"С;

Свойства цементных растворов

Регулируют свойства цементных растворов путем изменения водоцементного отношения (В:Ц), а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

К ускорителям относятся: хлористые кальций, калий и натрий; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода; хлористый алюминий.

Замедляют схватывание цементного раствора такие химические реагенты как карбоксиметилцеллюлоза, сульфитоспиртовая барда, нитролигнин.

Свойства цементных растворов

Плотность тампонажных растворов определяют с помощью ареометра АБР-1.

Растекаемость тампонажных растворов определяется с помощью конуса АЗНИИ.

Сроки схватывания тампонажных растворов определяют с помощью прибора ВИКА

Сроки схватывания тампонажных цементов.

Начало схватывания должно наступать ранее:

- 2 часа для всех портландцементов для нормальных температур;
- 1 часа 45 мин для всех портландцементов для умеренных и повышенных температур.

Оборудование для цементировании скважин

К оборудованию, необходимому для цементировании скважин, относятся:

цементировочные агрегаты, цементосмесительные установки, станция контроля цементирования (СКЦ), самоходный блок манифольдов (СБМ), осреднительные емкости и т.д.

При помощи цементировочного агрегата в комплексе с цементосмесительной машиной, производят затворение цементного раствора, закачивают цементный раствор в скважину и продавливают его в затрубное пространство.

Цементи́ровочный агрегат

- Учитывая характер работ, **цементи́ровочные агрегаты** изготавливают передвижными, с монтажом всего необходимого оборудования на грузовой автомашине. На открытой платформе автомашины смонтированы: **поршневой насос высокого давления (9Т)** для прокачки цементного раствора в колонну обсадных труб; **ротационный насос**, которым подают воду в цементную мешалку во время приготовления цементного раствора; **замерные баки**, при помощи которых определяют количество жидкости, закачиваемой в колонну для продавки цементного раствора; **двигатель для привода насоса**

Цементировочный агрегат ЦА-320М

В отечественной практике обычно применяют мобильные цементировочные агрегаты, смонтированные на шасси автомобиля. Рассмотрим цементировочный агрегат ЦА-320М (рис. 10.7), смонтированный на шасси автомашины КрАЗ-257. Цементировочный агрегат включает следующие узлы: коробку отбора мощности, водоподающий насос 1 В, вспомогательный двигатель ГАЗ-51 А, двухпоршневой насос 9Т высокого давления с приводом от транспортного двигателя автомашины, мерный бак, разделенный внутренней перегородкой на две полости объемом $3,2 \text{ м}^3$ каждая

Цементировочный агрегат ЦА-320М

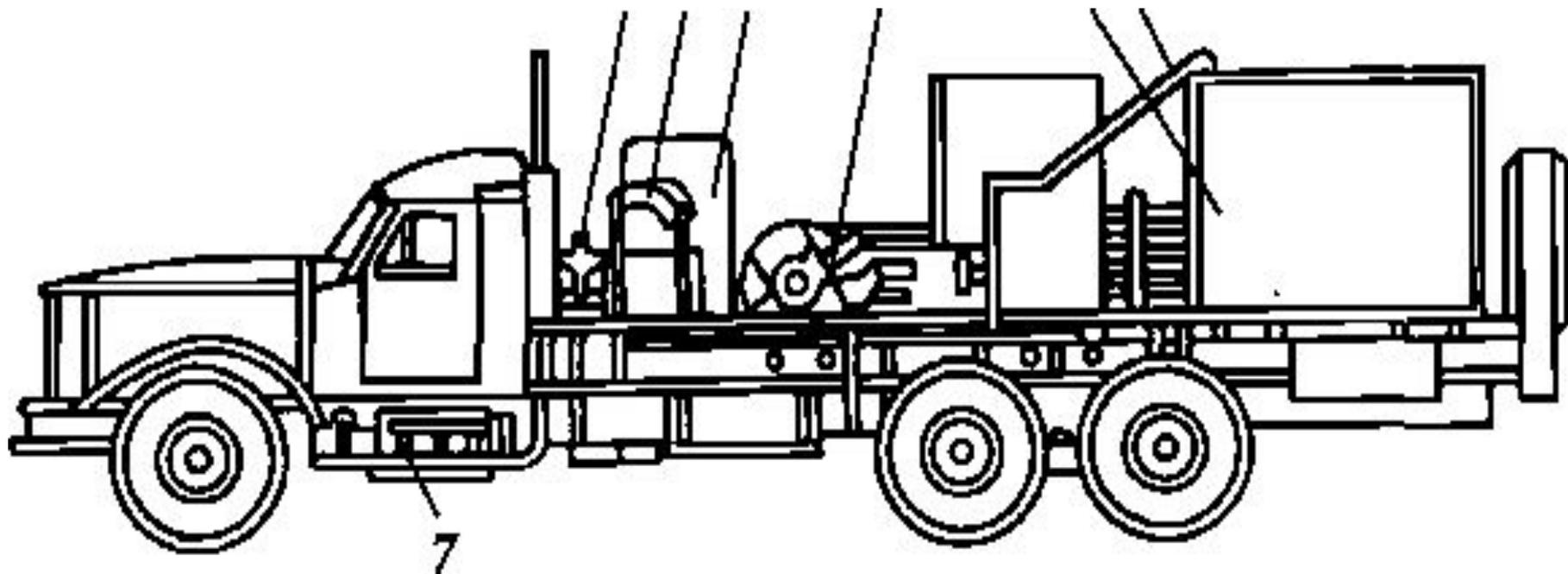


Рис. 10.7. Цементировочный агрегат ЦА-320М:
1 - коробка отбора мощности; 2 - водоподающий насос; 3 - вспомогательный двигатель; 4 - двухпоршневой насос; 5 - мерный бак; 6 - труба сброса; 7 - шасси автомобиля

Насосная установка УНБ1-400-40

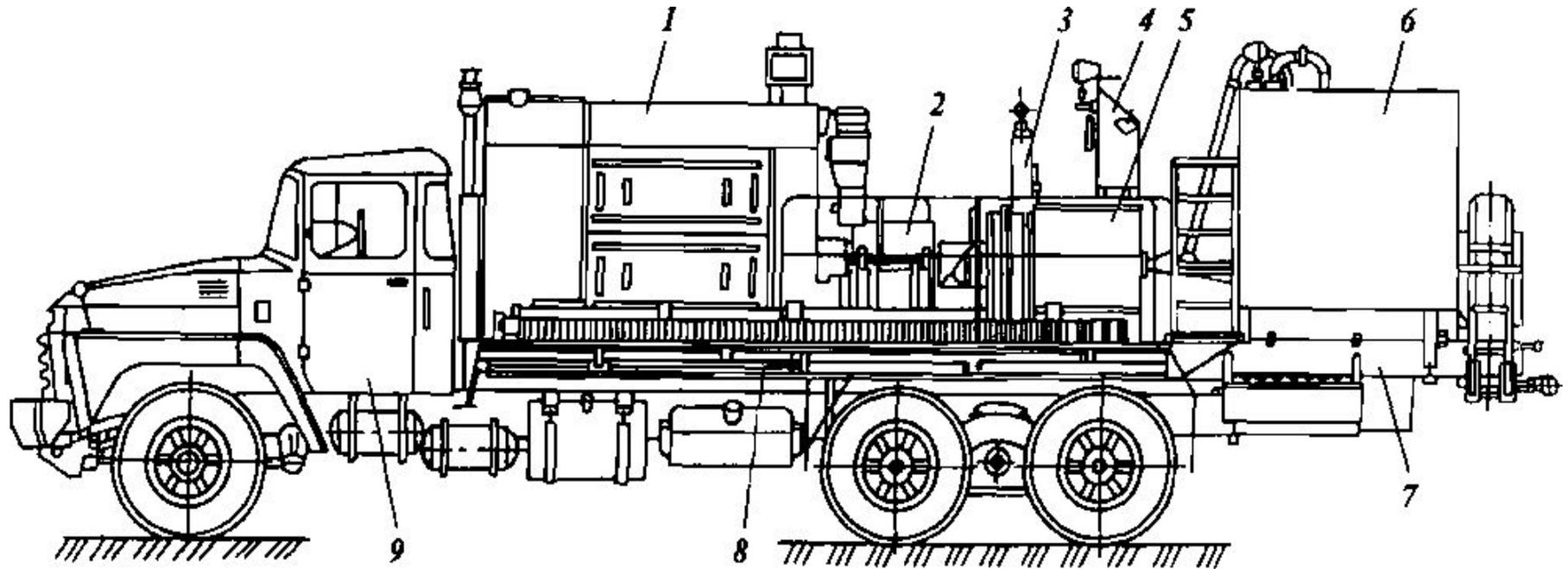


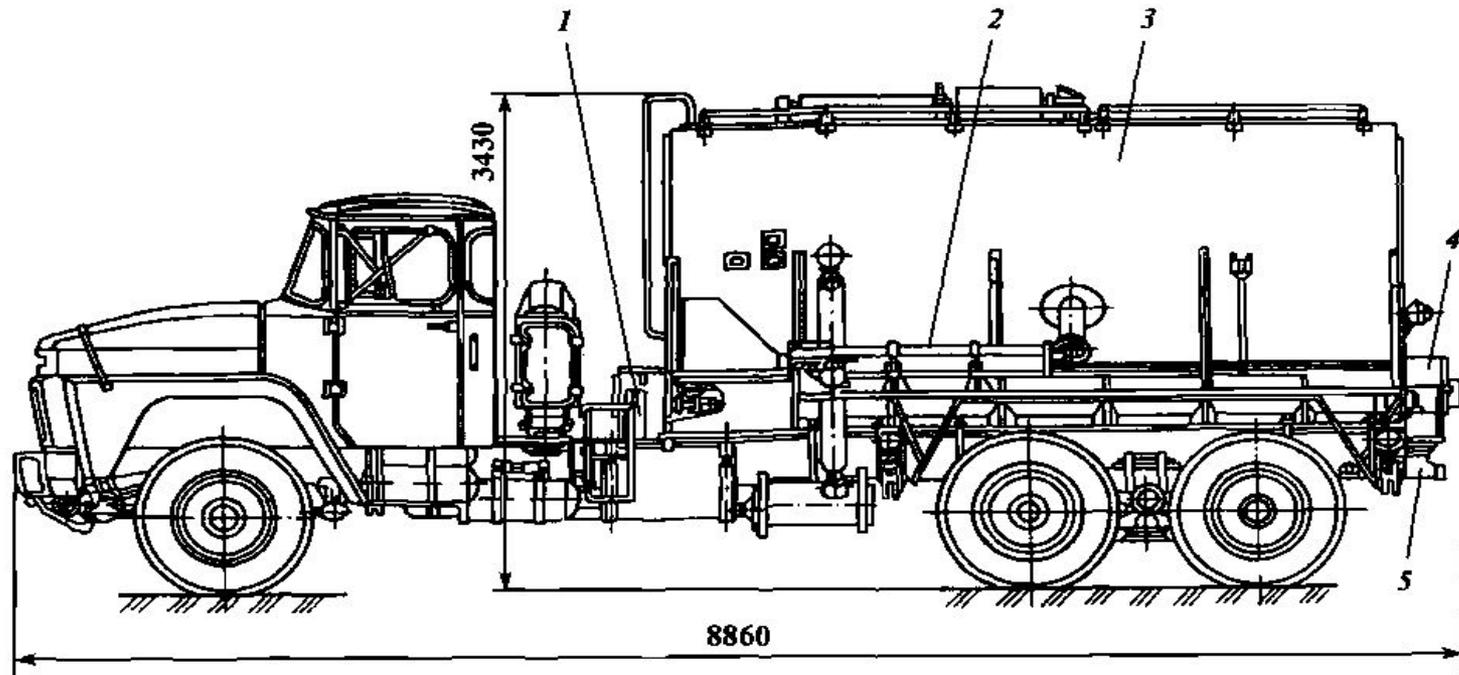
Рис. 10.8. Насосная установка УНБ1-400×40

1 - автошасси КрАЗ-257; 2 - пост управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка передач; 5 - зубчатая муфта; 6 - насос 4Р-700; 7 - напорный трубопровод; 8 - вспомогательный трубопровод; 9 - фара для освещения рабочего мест;

Цементо-смесительная машина

Смесительная установка УС6-30. Смесительное устройство гидровакуумного типа. Работает по принципу струйного насоса. Представляет собой камеру с диффузором, переходящим в сливную трубу. Смесительное устройство позволяет регулировать плотность раствора без замены насадки, а также изменять проходное сечение сбросного ствола краном ГРПП. Смесительное устройство позволяет регулировать плотность раствора без замены насадки, а также изменять проходное сечение сбросного ствола краном ГРПП. Загрузка и выгрузка сыпучего материала механическая, с помощью дозирующих винтовых конвейеров.

Смесительная установка УС6-30

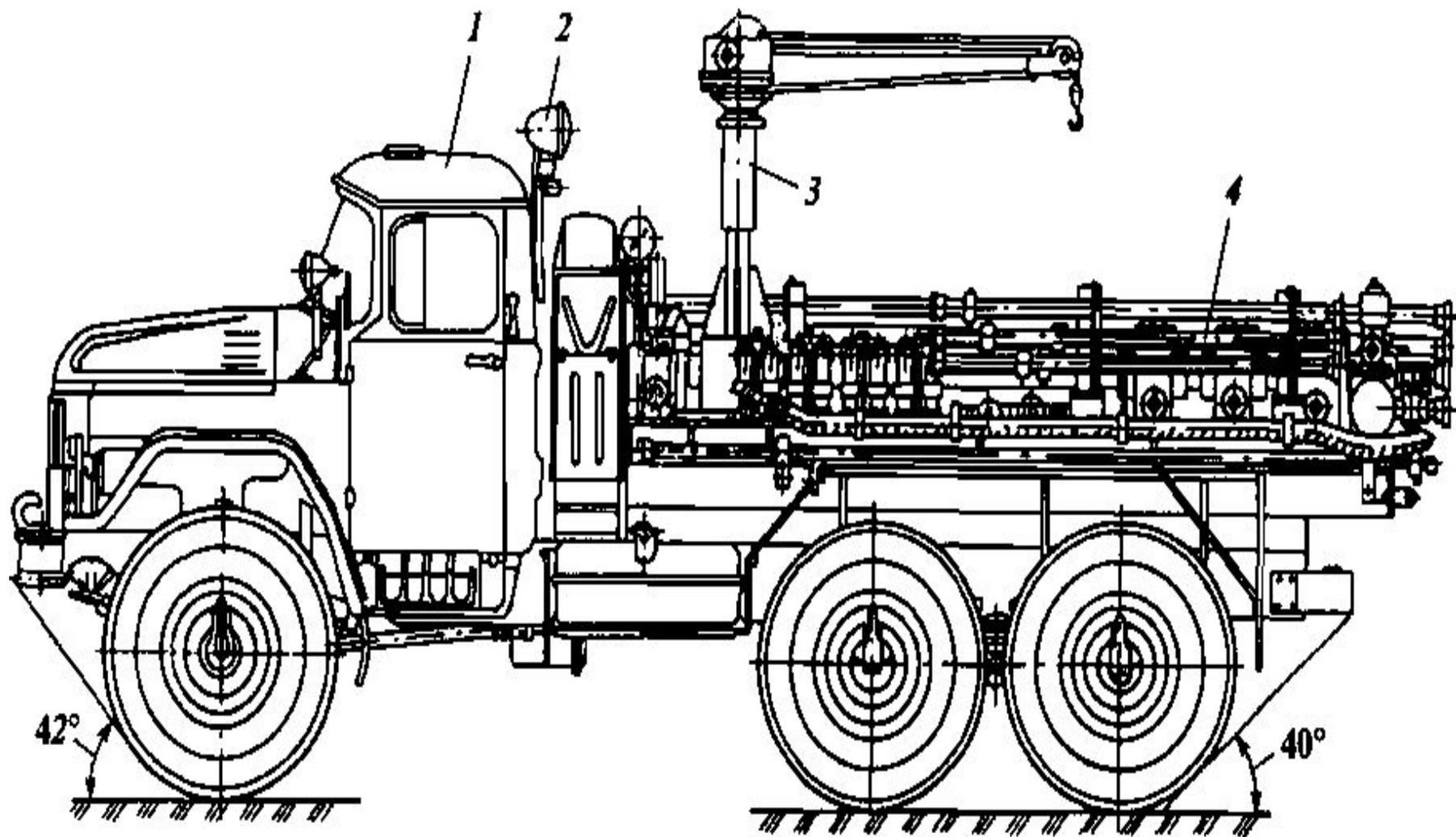


коробка отбора мощности трансмиссия 1, загрузочный и дозировочный винтовые конвейера 2, бункер 3, система управления 4, смесительного устройства 5.

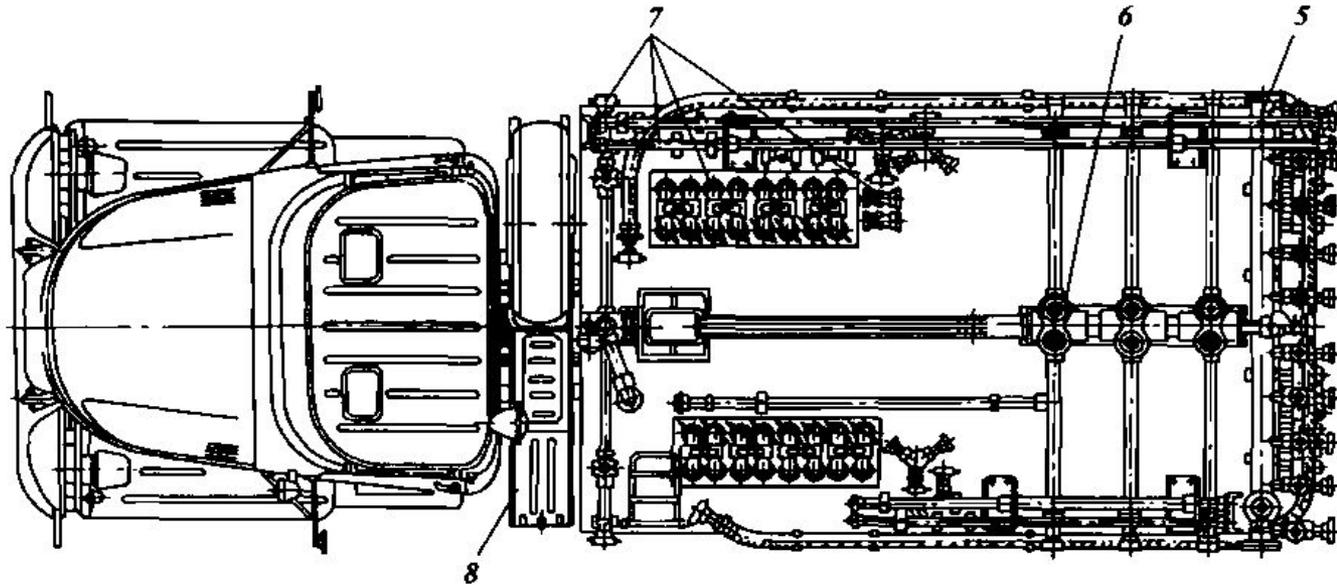
Самоходный блок манифольда 1БМ-700

Блок манифольда предназначен для обвязки установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину. Блок манифольда включает в себя напорный и приемо-раздаточный коллекторы, комплект труб с шарнирными соединениями и подъемную стрелу. Блок манифольда оснащен насосно-компрессорными трубами вспомогательного напорного трубопровода с шарнирными коленами. Применение блоков манифольда при цементировании скважин сокращает время монтажа и демонтажа коммуникации обвязки установок между собой и с устьевой головкой и значительно упрощает эти операции.

Самоходный блок манифольда 1БМ-700



Самоходный блок манифольда 1БМ-700



1 - автошасси ЗИЛ-131; 2 - фара; 3 - поворотная стрела; 4 - вспомогательный трубопровод; 5 - раздаточный коллектор; 6 - клапанная коробка; 7 - комплект напорных труб с фитингами; 8 - ящик для инструментов

Станция контроля цементирования

Станция СКЦ-2М. Это самоходная лаборатория, включающая в себя блок манифольда 1БМ-700 на шасси автомобиля ЗИЛ-131 с датчиками расхода жидкости, давления и плотности, а также с телефонной связью. Станция рассчитана на одновременную работу 6 смесительных машин СМ и 14 цементирувочных агрегатов. Датчики станций установлены на блоке манифольда 1БМ-700. Комплект станции включает выносные блоки связи, позволяющие руководителю работ поддерживать постоянную связь с операторами, обслуживающими агрегаты и машины, и подавать команды.

Схема обвязки агрегатов при цементировании

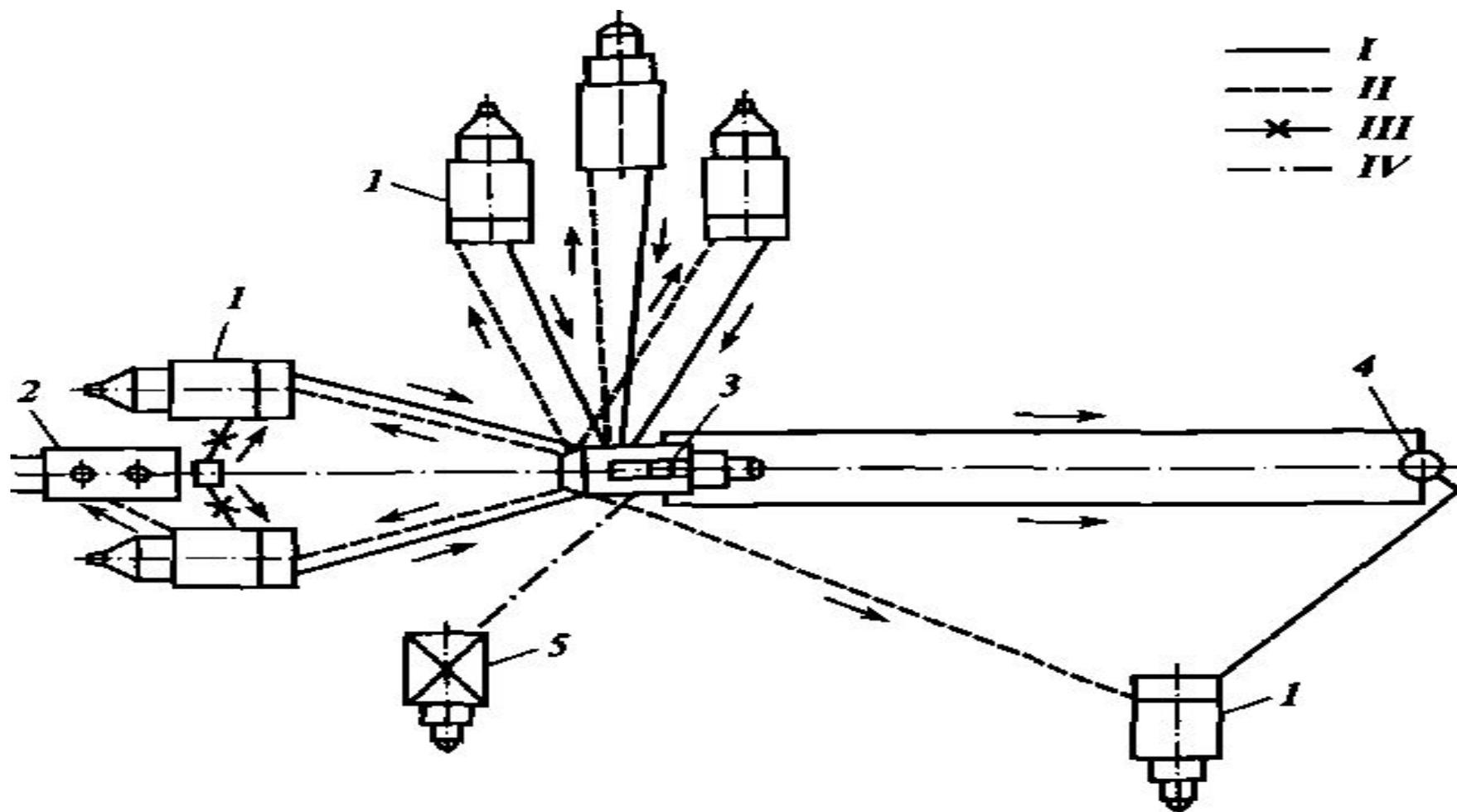


Рис. 10.14. Схема обвязки агрегатов и машин при цементировании:
1 – цементирующий агрегат; 2 – цементосмесительная машина; 3 – блок мани-
фольда; 4 – устье скважины; 5 – станция контроля; I – линия высокого давления;
II – линия низкого давления; III – линия всасывания; IV – линия связи

Подготовительные работы и процесс цементирования

Перед началом цементирования скважины необходимо рационально расставить цементировочные агрегаты и цементно-смесительные установки. Чтобы получить наибольшую скорость подъема цементного раствора в затрубном пространстве, следует снизить простой цементировочных агрегатов при наборе продавочной жидкости. Скорость поступления жидкости в мерные баки цементировочного агрегата должна несколько превышать скорость ее откачки в скважину. **Последние 1...2 м³ продавочной жидкости прокачиваются одним-двумя цементировочными агрегатами до получения четкого «стоп-удара».**

Заключительные работы и проверка результатов цементирования

Продолжительность затвердения цементных растворов для кондукторов устанавливается 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн — 24 ч. По истечении срока затвердения цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. При затвердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5... 10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен в течение 24 ч после окончания цементирования скважины.

Определение высоты подъема цементного раствора



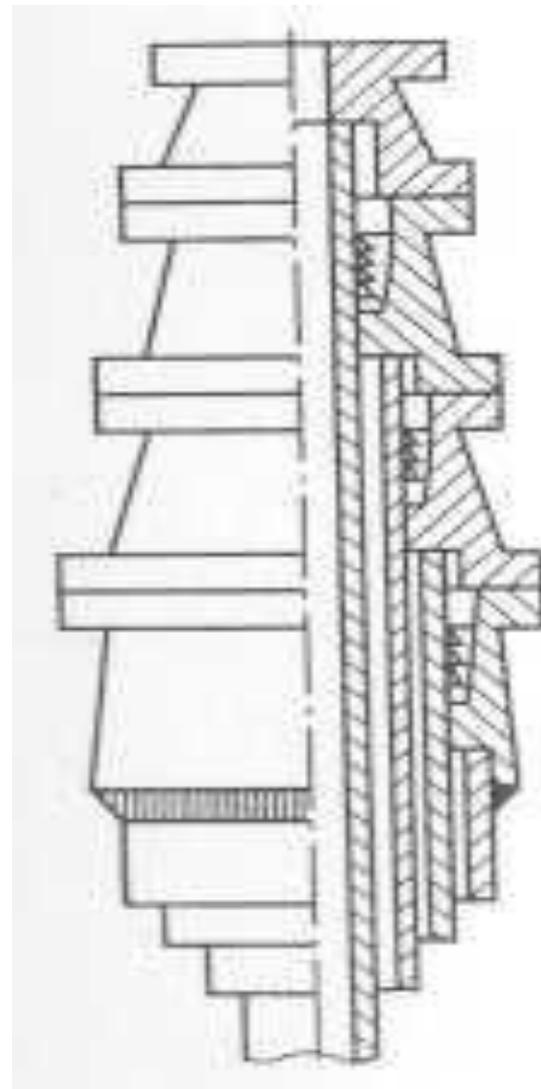
Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению температурной кривой (рис. 10.22).

Обвязка устья скважины

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементировании скважины приступают к обвязке устья скважины .

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

- подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях;
- опрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;
- контролировать давление в межтрубных пространствах.



Разбуривание цементного стакана

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают желонку или **пикообразное долото** на бурильных трубах для установления местонахождения цементного раствора внутри обсадных труб. После уточнения местонахождения цементного раствора внутри обсадной колонны в случае необходимости приступают к разбуриванию **заливочных пробок**, остатков затвердевшего цементного раствора **и деталей низа обсадной колонны**.

Разбуривание должно вестись пикообразным неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны.

Опрессовка колонны

Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны. Во всех случаях давление опрессовки должно быть не менее указанного ниже;

Диаметр колонны,

мм	426..377	324...273	245...219	194	168	146...141	127...114
----	-----------------	------------------	------------------	------------	------------	------------------	------------------

Давление на устье, МПа

не менее	5	6	7	7,5	8	10	12
-----------------	----------	----------	----------	------------	----------	-----------	-----------

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также, если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа.

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Основные осложнения при креплении скважин следующие:

- **недоподъем тампонажного раствора;**
- **межпластовые перетоки;**
- **флюидопроявления;**
- **недопуск колонн.**

Если недоподъем раствора или недопуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки и флюидопроявления требуют изменения технологии крепления скважин и применение других тампонажных материалов, повышения качества геофизического исследования скважин.

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Анализ осложнений показывает, что вследствие неправильного определения **ВНК** около **38%** скважин содержит обводненную продукцию; **29 %** осложнений связано с поглощением тампонажного раствора и как следствие недоподъемом цементного раствора, на межпластовые перетоки приходится **около 15-25%,** флюидопроявления – 5 % и 5-13 % связано с недоспуском колонн.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат.

Крепление скважины

Все указанные выше причины некачественного крепления скважин резко снижают их долговечность.

Производственный опыт показывает, что при долговечности скважин $T_{\epsilon} = 10$ лет теряется до 75 % доступных к извлечению запасов, от 10 до 20 лет – 25-50 %, и при $T_{\epsilon} > 30$ лет всего лишь 10-15 %.

В связи с этим качество крепления скважин имеет актуальное значение.

Требования безопасности при цементировании обсадных колонн

2.7.4.4. Применение цемента без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается.

2.7.4.5. Для сохранения естественной проницаемости пористых и пористо-трещиноватых коллекторов продуктивных отложений тампонажные растворы должны иметь минимально возможную фильтрацию. Общая минерализация тампонажных растворов должна быть близка к минерализации буровых растворов, применяющихся при вскрытии продуктивных горизонтов.

2.7.4.6. Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75% времени начала загустевания тампонажного раствора.

Требования безопасности при спуске обсадных колонн.

2.7.4.2. Спуск и цементирование обсадных колонн проводятся по планам, разработанным буровой организацией и утвержденным в установленном порядке. К плану прилагаются исходные данные для расчета обсадных колонн, использованные коэффициенты запаса прочности, результаты расчета обсадных колонн (компоновка колонны) и ее цементирования, анализ цемента, а также акт готовности скважины и буровой установки к спуску и цементированию колонны.

2.7.4.3. Перед подготовкой ствола скважины к спуску колонны должен быть проведен комплекс электрометрических работ и других исследований, необходимых для детального планирования процесса крепления.

2.7.4.8. Обсадные колонны в пределах интервала цементирования должны оснащаться элементами технологической оснастки, номенклатура и количество которых определяются проектом на строительство скважины, а места установки уточняются в рабочем плане на спуск колонны.

Требования безопасности при спуске обсадных колонн.

2.7.4.9. Режим спуска обсадных колонн и гидравлическая программа цементирования должны рассчитываться и осуществляться таким образом, чтобы обеспечить минимально возможную репрессию на продуктивные горизонты и не допускать осложнений, связанных с гидроразрывом пород и поглощением. В процессе цементирования должна обеспечиваться регистрация параметров, характеризующих этот процесс.

2.7.4.10. Направления и кондуктора цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат:

2.7.4.11. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также башмаком предыдущей обсадной колонны, в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 м и 500 м.

2.7.4.18. Результаты спуска обсадной колонны и ее цементирование оформляются актами по установленной форме и хранятся в деле скважины на протяжении всего периода ее эксплуатации, наряду с заключениями геофизических организаций о фактическом состоянии цементного камня за обсадными колоннами.

Экзаменационные билеты

Билет №1

1. Буровые установки, их назначение и комплектность.
2. Закономерности искривления скважин.
3. Категория пород по буримости.
4. Буровая установка ДЗ Уралмаш.

Билет №2

1. Условия образования залежей нефти и газа в толле горных пород.
- 2. Маркировка обсадных труб.**
3. Перечислить виды забойных двигателей и их назначение.
4. Основания буровых вышек.

Билет №3

1. Гидравлический индикатор веса и его назначение.
- 2. Понятие о конструкции скважины.**
3. Особенности режимов бурения турбинным способом.
4. Абразивность горной породы.

Билет №4

1. Буровые вышки башенного типа и способ их монтажа.
2. Безопасность при выполнении спуско-подъемных операций бурильной колонны.
3. Параметры режимов бурения и их краткая характеристика.
4. Назначение элеваторов.

Экзаменационные билеты

Билет №5

1. Основные виды горных пород, слагающие нефтегазовые месторождения.
2. Буровые вышки «А» образного типа и способ их монтажа.
3. Влияние частоты вращения долота на показатели бурения.
4. Особенности режимов бурения винтовыми забойными двигателями.

Билет №6

1. Механизм разрушения горной породы шарошечным долотом.
2. Элементы компоновки низа бурильной колонны.
3. Способы бурения нефтяных и газовых скважин.
4. Требования безопасности к персоналу, выполняющему спуско-подъемные операции бурильного инструмента.

Билет №7

1. Типы долот, применяемых при бурении нефтяных и газов скважин.
- 2. Цементирование обсадных колонн. Цементные растворы. Буферные жидкости.**

Продавочная жидкость.

3. Техническое обслуживание бурового оборудования.
4. Требования безопасности к лестницам и площадкам. Ограждение потенциально опасных мест.

Билет №8

1. Выбор типа долота в зависимости от разбуриваемых пород.
2. Основные параметры буровых установок для нефтяных и газовых скважин.
3. Способы монтажа буровых агрегатов.
4. Требования безопасности к канатам в талевой системе.

Экзаменационные билеты

Билет №9

1. Особенности режимов бурения электробурами.
2. Агрегатный способ монтажа буровых установок.
3. Сортамент и типоразмеры буровых долот.
4. Общие требования безопасности к буровой установке.

Билет №10.

1. Конструкции лопастных долот и условия их применения.
2. Технология бурения роторным способом.
3. Конструктивные условия турбобуров и забойных винтовых двигателей (основные узлы и элементы).
4. Правила безопасности при спуско-подъемных операциях.

Билет №11.

1. Талевая система буровой установки, элементы талевой системы и их назначение.
2. Элементы, составляющие бурильную колонну.
3. Шарошечные долота: вооружение долот конструкции опор шарошек.
4. Требования безопасности к пневматическим клиньям ротора.

Билет №12

- 1. Понятие вязкости буровых и тампонажных растворов и способ определения вязкости.**
2. Подготовительные работы к бурению.
3. Мелкоблочный способ монтажа буровых агрегатов.
4. Первые признаки газонефтеводопроявлений и действия буровой бригады по предупреждению выброса.

Экзаменационные билеты

Билет №13

1. Алмазные долота. Типы, размеры, условия применения.
2. Строительства временных дорог и буровых площадок.
3. Бурильные головки для бурения с отбором керна. Маркировка бурильных головок.
4. Меры безопасности при работе в стационарных и передвижных люльках верхового.

Билет №14.

1. Гидромониторные долота. Как достигается водобойный эффект гидромониторных насадок.
2. Бурильная колонна.
3. Противовыбросовое оборудование, конструкция превенторов и их монтаж.
4. Учет и расследование несчастных случаев.

Билет №15.

1. Талевая система и её составляющие элементы.
2. Конструкция буровых снарядов для бурения с отбором керна.
3. Основные закономерности разрушения горных пород при бурении.
4. Меры безопасности при монтаже и демонтаже, транспортировке бурового оборудования.

Билет №16

1. Монтаж буровых вышек.
2. Легкосплавные бурильные трубы.
- 3. Оборудование, приспособления, агрегаты для цементации обсадных колонн. Проверка качества цементного кольца (цемента за колонной).**
4. Основные причины несчастных случаев. Виды инструктажа по технике безопасности и противопожарной безопасности (первичный инструктаж, инструктаж на рабочем месте, неплановый инструктаж)

Экзаменационные билеты

Билет №17

1. Влияние осевой нагрузки на долото, на показатель механической скорости бурения.
2. Ведущие бурильные трубы.
3. Демонтаж буровых вышек.
- 4. Требования безопасности при спуске обсадных колонн.**

Билет №18

1. Конструкция шарошечных долот.
2. Стальные бурильные трубы, типы и размеры труб.
3. Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин.
4. Рекультивация нарушенных земель.

Билет №19

1. Механизмы разрушения пород алмазными долотами.
2. Элементы бурильной колонны.
3. Понятие остатка талевой системы, применяемые схемы оснастки.
4. Требования безопасности при приготовлении глинистого раствора.

Билет №20

1. Утяжеленные бурильные трубы, типы УБТ.
2. Грузовая функция бурильной установки.
- 3. Подготовка обсадных труб для спуска в скважину.**
4. Влияние расхода промывочной жидкости и его свойств на показатели механической скорости бурения.

Экзаменационные билеты

Билет №21

1. Технология бурения с отбором керна снарядами «Недра», «Силур».
2. Лебедка, ее назначение и характеристика.
3. Замки и переводники для бурильных труб.
4. Требования правил безопасности к пневмораскрепителю свечей и машинным ключам.

Билет № 22

1. Буровые вышки. Основные параметры, назначение.
2. Виды геологических осложнений при бурении скважины и способы предотвращения аварий.
3. Крупноблочные основания, их назначение. Марки оснований и их конструкции.
4. Устройство и эксплуатация машинного ключа КТГУ.

Билет №23

- 1. Назначение, компоновка, основные требования к обсадным колоннам. Технология спуска обсадных колонн.**
2. Особенности режимов вращательного бурения.
3. Талевая оснастка. Назначение, схемы талевой оснастки.
4. Способы борьбы с загрязнением водных объектов нефтепродуктами.

Билет №24

1. Талевые канаты. Типы, основные характеристики.
- 2. Способы соединения обсадных труб в колонну.**
3. Механизм крепления неподвижных струн талевой системы.
4. Мостки со стеллажами и укрытия буровых установок.

Экзаменационные билеты

Билет №25

1. Технологическая оснастка низа обсадных колонн.

2. Вертлюг. Конструкция вертлюга, технические требования эксплуатации.
3. Талевые канаты, их исполнение по типу используемых сердечников.
4. Комплектность буровой установки, схемы расположения оборудования, схемы трансмиссий силового и насосного блоков.

Билет №26

1. Кронблок, талевый блок. Назначение, техническое обслуживание.
2. Монтаж талевой системы.
3. Башенные вышки их параметры, конструкция и марки.
4. Возможные неисправности работы винтовых забойных двигателей.

Билет №27

1. Технология бурения забойными двигателями.
2. Классификация скважин по целевому назначению.
3. Текущий ремонт скважин.
4. Экологический контроль и виды разрешений на природопользование.

Билет №28

1. Устройство подвесного пневматического ключа ПБК.
2. Геолого-технический наряд, содержание ГТН.
3. Влияние режимных параметров на износостойкость долота.
4. Технические средства направленного бурения скважины.

Экзаменационные билеты

Билет №29

1. Назначение и типы буровых насосов.
2. Талевый блок. Назначение обслуживание.
- 3. Технологическое оснащение обсадных колонн.**
4. Устройство и эксплуатация автоматического бурового ключа (АКБ).

Билет №30

1. Эксплуатация буровых насосов. Изменение производительности и давления буровых насосов.
2. Глиномешалки, эксплуатация, меры безопасности.
3. Маркировка шарошечных долот.
4. Организация работ при аварии в скважине.

Билет №31

1. Различие талевых канатов по виду свивки и касанию проволок в прядях.
2. Монтаж силового и насосного оборудования буровых установок.
3. Крюк, крюкоблок. Типы, назначение.
- 4. Уплотнение и смазка резьбовых соединений обсадных труб, при спуске обсадной колонны.**

Билет №32

1. Конструкция талевых канатов.
2. Газовые проявления при бурении скважин. Мероприятия по предупреждению газовых выбросов. Меры безопасности при газовых выбросах.
3. Передвижение буровых вышек.
4. Опорно-центрирующий инструмент.

СПАСИБО

ЗА

ВНИМАНИЕ!