

# **Лекция №4. «Конструкция скважины. Часть 1»**

# ПОНЯТИЕ «КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН»

*Под конструкцией скважины понимают совокупность:*

- числа колонн;
- глубины спуска колонн;
- интервалы затрубного цементирования;
- диаметры обсадных колонн;
- диаметры скважин под каждую колонну.

*Конструкция скважины должна обеспечить:*

- Выбранный способ заканчивания;
- Проходку до проектной глубины;
- Надёжную герметическую связь между объектом и поверхностью;
- Надёжную изоляцию всех горизонтов как друг от друга, так и от поверхности;
- Возможность использования эксплуатационного оборудования;
- Возможность проведения исследовательских и ремонтных работ;
- Надёжную охрану недр;
- Минимальную материалоемкость и стоимость.

# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

## *Типы обсадных колонн:*

- направление;
- кондуктор;
- техническая колонна;
- профильный перекрыватель/летучки;
- эксплуатационная колонна;
- **ХВОСТОВИК.**

Конструкция скважины, содержащая направление, кондуктор и эксплуатационную колонну называется **одноколонной** (направление и кондуктор не входят в число).

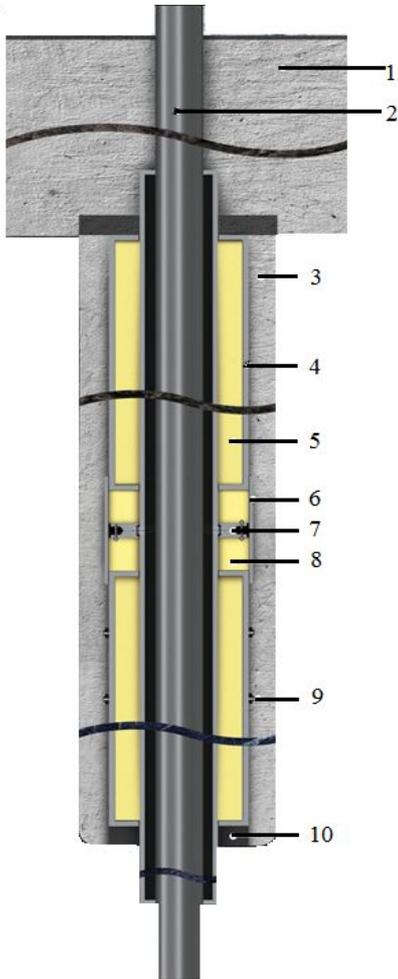
Обсадная колонна, не достигающая до устья скважины, называется **потайной**.

# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

*Направление служит для:*

- придания направления оси скважины;
- перекрытия верхнего слоя пород и предохранения устья от размыва;
- обвязки циркуляционной системы.

# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ



В случае слишком близкого расположения устьев скважин друг к другу при эксплуатации скважин с многолетнемерзлыми горными породами происходит активное их растепление, в результате чего возникают их просадки, обвалы, которые могут приводить к ряду осложнений и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин.

Сближение устьев скважин значительно уменьшает расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного уменьшения размеров самой площадки.

Эта проблема может быть решена путем применения **термоизолирующего направления** обсадной трубы (**термокейс**). Колонна изготавливается из стальных труб разных диаметров по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства теплоизолирующим материалом - пенополиуретаном (ППУ).

Конструкция состоит из двух секций - верхней и нижней, соединяемых при помощи фланцев или сварным швом. Нижний элемент снабжен крепежом для временного крепления опорных деталей, упирающихся в устье скважины при установке колонны. Место соединения элементов теплоизолируется пенополиуретановыми скорлупами, далее устанавливается стальная обечайка и стягивается хомутами. После завершения монтажа опорные детали снимаются, и колонна устанавливается в рабочее положение. Пространство между колонной и скважиной заполняется цементным раствором.

## Устройство термокейса:

- 1 - цементный раствор, 2 - обсадная труба,
- 3 - цементный раствор, 4 - термокейс,
- 5 - теплоизоляция ППУ, 6 - обечайка,
- 7 - фланец, 8 - скорлупа ППУ, 9 - гайка приварная, 10 - заглушка

# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

*Кондуктор предназначен для:*

- разобщения всех напорных горизонтов, залегающих в интервале его спуска;
- закрепления стенок скважин;
- подвески последующих обсадных колонн;
- установки противовыбросового оборудования;
- разделения интервалов с:
  - 1) интенсивными осыпями и обвалами, например, в солевых отложениях;
  - 2) интенсивными и катастрофическими поглощениями бурового раствора;
  - 3) прихватоопасными зонами, например, сильнонабухающими глинами;
  - 4) каверно- и карстообразованием;
  - 5) газонефтеводопроявлениями.

# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

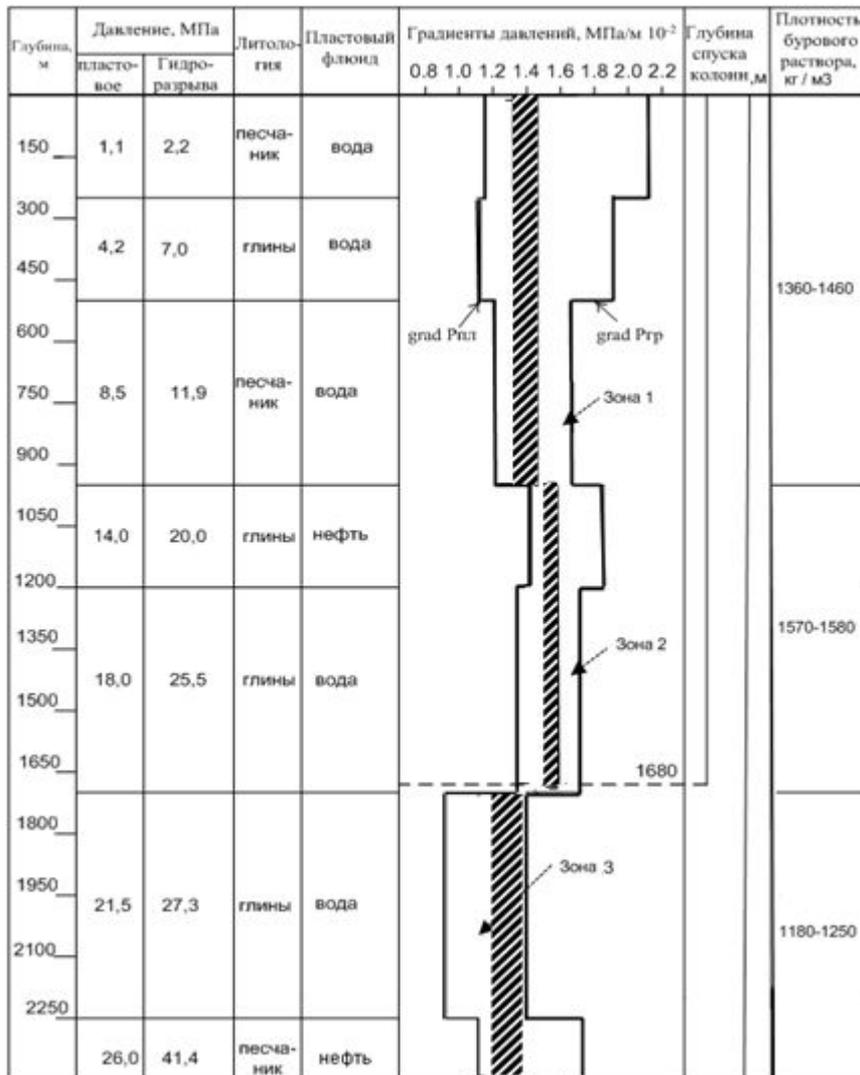
*Техническая (промежуточная) колонна предназначена для:*

- закрепления стенок скважин;
- разобращения всех флюидосодержащих горизонтов;
- ликвидации возможных осложнений (если таковые не ликвидируются другими способами);
- разделения интервалов, несовместимых по условиям бурения (если использование раствора необходимой плотности для бурения интервала вызывает осложнения в вышележащем интервале).

# НЕСОВМЕСТИМЫЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ

Как видно, бурение «зоны 2» при плотности бурового раствора, используемого при бурении «зоны 1», приведет к флюидопроявлению, т.к. при этом гидростатическое давление столба бурового раствора ниже пластового давления. Следовательно, для выполнения условия совместимости, мы должны «зону 1» для предупреждения выброса перекрыть обсадной колонной. При бурении «зоны 3» при плотности бурового раствора, используемого при бурении «зоны 2», произойдет гидроразрыв пласта. Таким образом, для бурения представленной скважины до проектной глубины с соблюдением условия совместимости необходимо включить в предварительный вариант конструкции скважины кроме направления и кондуктора, также две промежуточные колонны.

Таким образом, под **несовместимостью условий бурения** понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала вызывают осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.



**Совмещенный график давлений**

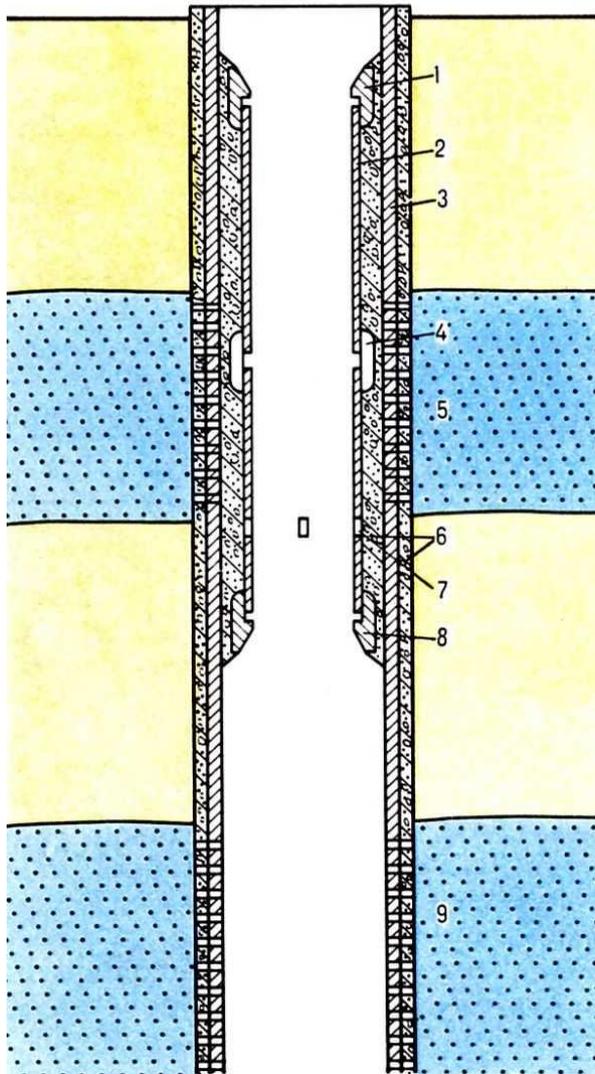
# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

*Профильные перекрыватели (летучки, пластыри) служат для:*

- последовательного локального перекрытия зон осложнений по мере их вскрытия (главным образом, для перекрытия зон катастрофических поглощений);
- наращивания обсадных колонн снизу без уменьшения внутреннего диаметра скважины;
- разобщения водоносных пластов от продуктивных до спуска эксплуатационных колонн;
- разобщения отдельных участков в горизонтальных скважинах;
- подвески хвостовиков в скважинах с помощью профильных подвесных устройств;
- герметизации обсадных колонн в случае их повреждений;
- возврата скважины.

Они являются *потайными колоннами*, не имеющими связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

# КОЛОННА-ЛЕТУЧКА



**Схема возврата скважины на нижележащий горизонт посредством установки колонны-летучки:**

- 1 - верхняя воронка; 2 - колонна-летучка;
- 3 - эксплуатационная колонна; 4 - муфта-центратор;
- 5 - ранее эксплуатируемый объект; 6 - цементный камень;
- 7 - промывочные отверстия; 8 - нижняя воронка;
- 9 - объект, вводимый в эксплуатацию.

**Возврат скважин** - перевод скважин на добычу полезных ископаемых с одних объектов на другие.

Осуществляется при разработке месторождений с несколькими продуктивными пластами, разбуренными единой сеткой скважин, когда скважины, вскрывшие один из объектов, полностью выработаны, обводнены или изменилось их техническое состояние (смятие колонн, аварии с оборудованием).

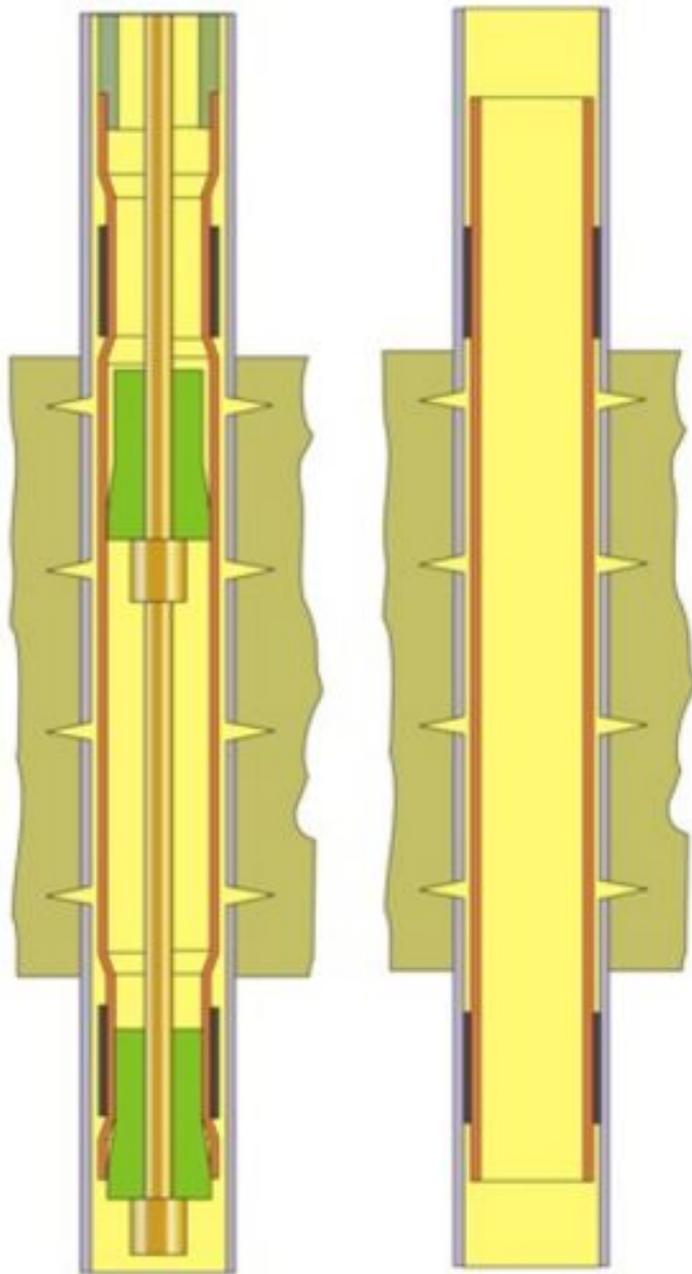
Различают возврат скважины на вышележащие (по отношению к ранее эксплуатируемым) и нижележащие объекты.

При наличии в отключаемом объекте аномально высокого пластового давления устанавливают потайную **колонну-летучку** с последующим цементированием межтрубного пространства.

Недостаток данной технологии - уменьшение диаметра (проходного сечения) эксплуатационной колонны.

Более прогрессивно отключение вышележащего объекта с помощью **продольного гофрированного тонкостенного патрубка**, устанавливаемого при помощи специального развальцовочного инструмента - дорна или путём создания внутри **металлического профильного перекрывателя** избыточного гидравлического давления.

# ИЗВЛЕКАЕМАЯ ЛЕТУЧКА (ПЛАСТЫРЬ)

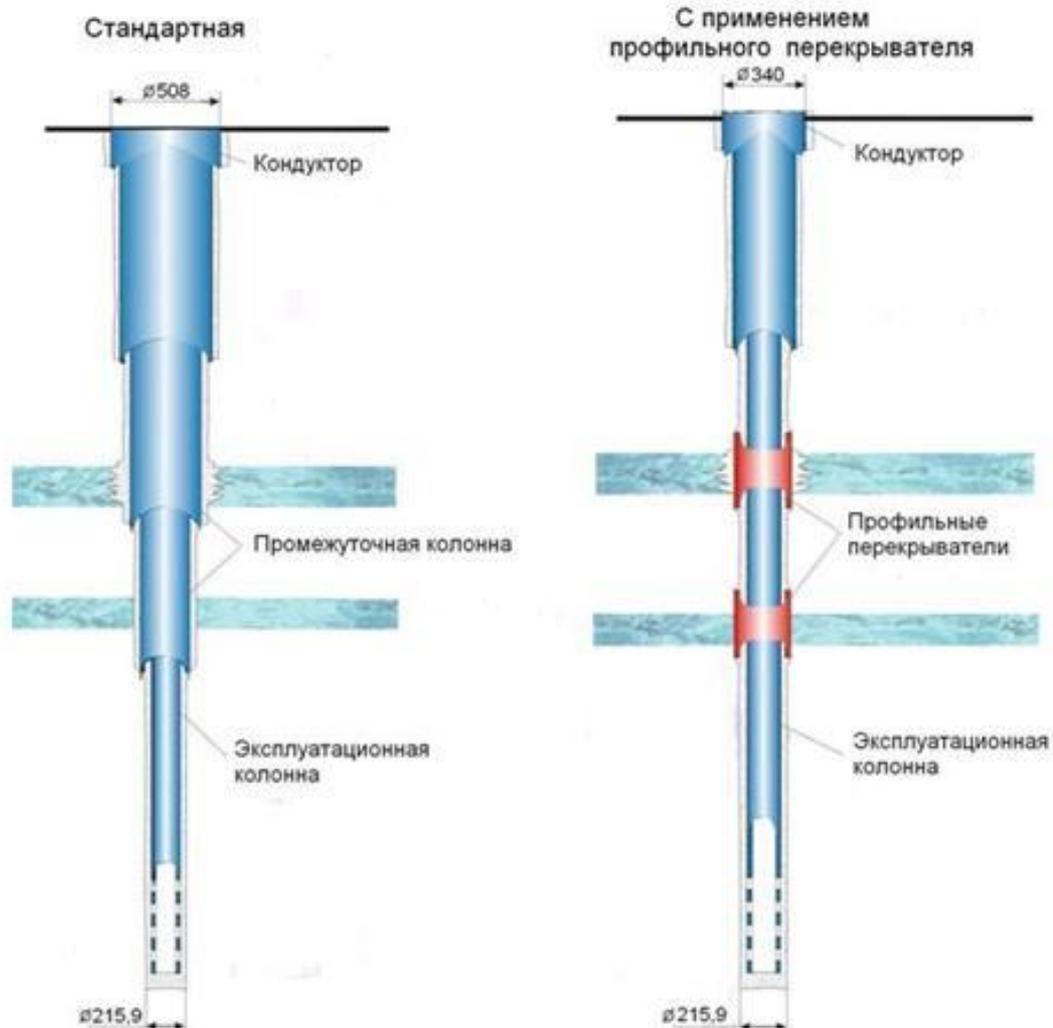


*Летучка* представляет собой стальной патрубков с присоединенными на концах сужеными наконечниками, на которые надеты резиновые уплотнители.

Установка пластыря производится расширением наконечников пуансонами с помощью гидравлического привода.

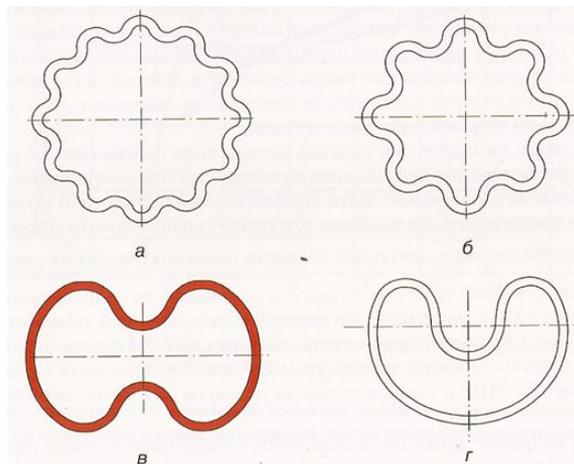
При необходимости пластырь может быть сорван с места и извлечен из скважины специально разработанным инструментом.

# ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ



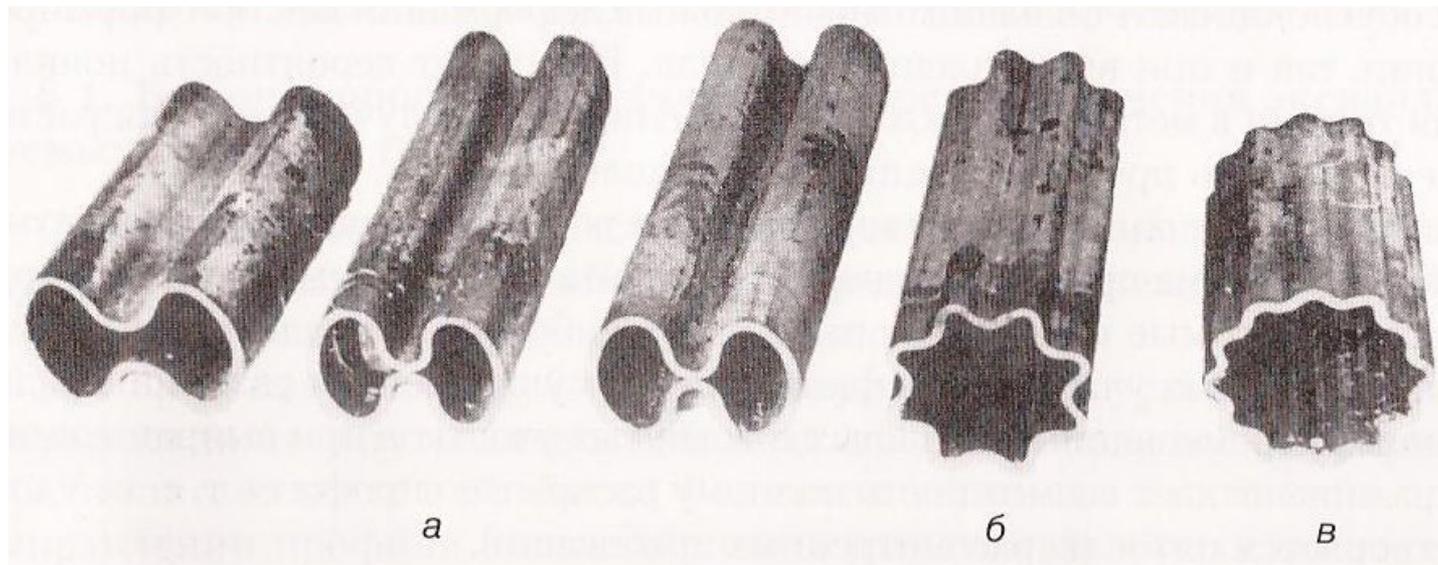
**Основное преимущество:** упрощение конструкции скважины.

# ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ



Профили поперечного сечения труб:

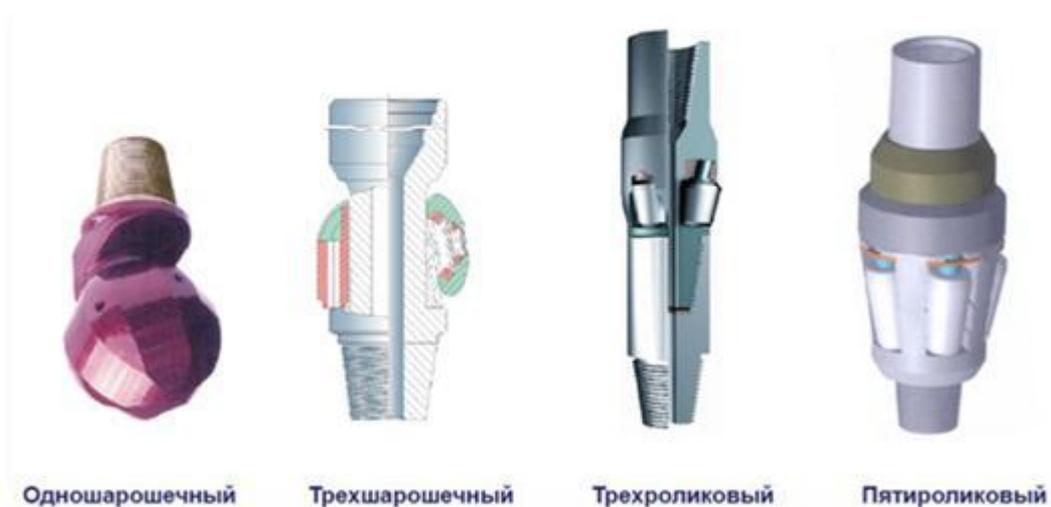
а - двенадцатилучевой; б - восьмилучевой; в – двухканальный; г – желобчатый.



Образцы профильных труб:

а – **двухканальные**; б – восьмилучевой; в – двенадцатилучевой.

# ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ



Для практического решения задач увеличения диаметра труб можно применять процесс раздачи **цилиндрическим** или **коническим пуансоном**.

Однако данный способ увеличения диаметра трубы характеризуется значительными по величине усилиями раздачи, а также частым заклиниванием конусного пуансона в раздаваемой трубе.

С этой точки зрения более надежным в настоящее время является способ увеличения внутреннего диаметра труб **развальцевателем**. По сравнению с раздачей осесимметричным пуансоном этот способ требует приложения значительно меньших по величине осевых нагрузок.

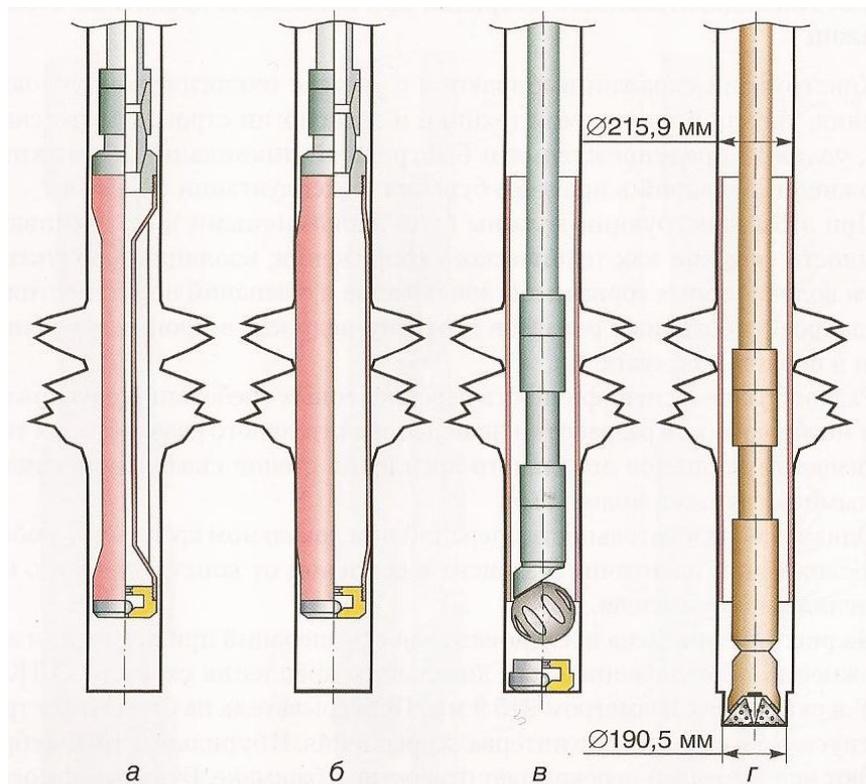
При использовании **одношарошечных развальцевателей** необходима дополнительная спускоподъемная операция и между поверхностью трубы и вальцующей шарошкой действуют значительные силы трения скольжения, увеличивающие вращательный момент на буровой инструмент.

С целью возможности установки профильного перекрывателя за одну спускоподъемную операцию и уменьшения сил трения скольжения разработано несколько конструкций развальцевателей, работающих на принципе качения деформирующих элементов по внутренней поверхности трубы.

Среди вариантов развальцевателей, работающих на принципе качения, наиболее простым является **трехшарошечный развальцеватель**

# ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ

## 1 технология



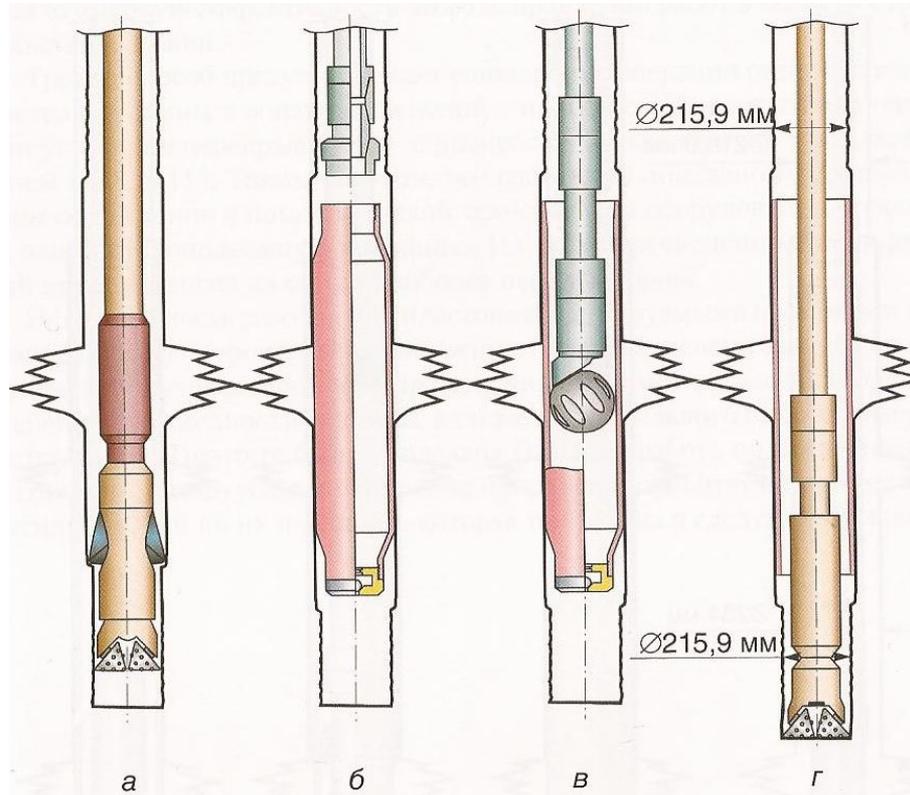
**Последовательность операции при креплении зоны осложнения перекрывателем ОЛКС-216У в скважинах диаметром 215,9 мм:**

а – транспортное положение перекрывателя; б – выправленный давлением жидкости перекрыватель; в – развальцованный перекрыватель; г – продолжение углубления скважины долотом диаметром 190,5 мм

Такая технология локального крепления пластов профильными трубами эффективна, когда встречаются единичные зоны осложнений, и после изоляционных работ остается незначительный интервал для добуривания скважины.

# ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ

2 технология



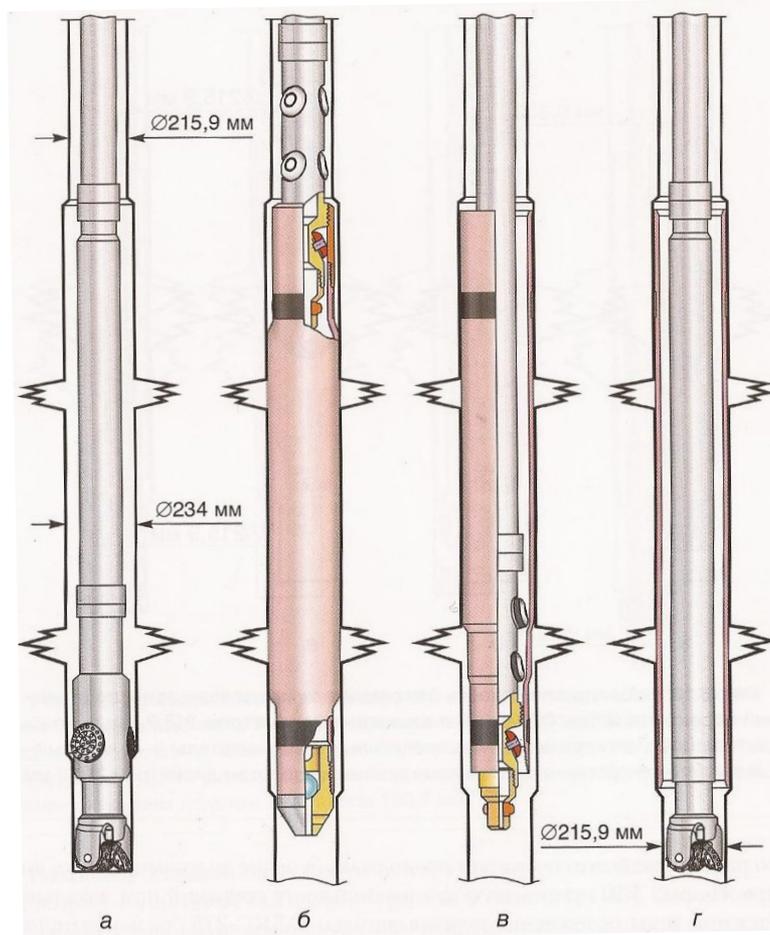
**Последовательность операции при креплении зоны осложнения перекрывателем ОЛКС-216 в скважинах диаметром 215,9 мм:**

а – расширение ствола скважины; б – выправленный перекрыватель; в – развальцовывание; г – продолжение углубления скважины долотом диаметром 215,9 мм

Такая технология заключается в том, что расширяемые трубы устанавливаются в скважине с предварительно увеличенным диаметром с помощью раздвижного расширителя, что позволяет продолжать бурение долотами того же диаметра.

# ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ

3 технология



**Последовательность операции при локальном креплении зоны осложнения с помощью ОЛКС за одну спускоподъемную операцию:**

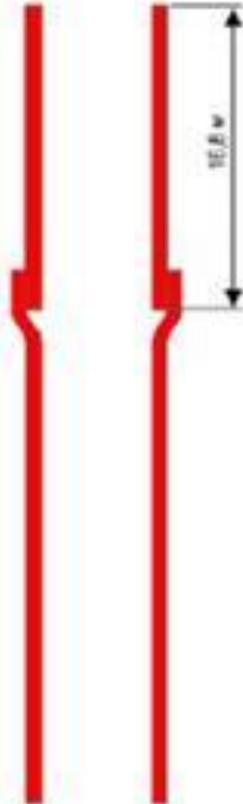
а – вскрытие пласта с одновременным расширением диаметра скважины; б – выправление профильных труб давлением жидкости; в – развальцовывание перекрывателя; г – продолжение углубления скважины таким же долотом и инструментом, которым бурилась скважина до установки перекрывателя

Такая технология предусматривает совмещение операций расширения диаметра скважины в зонах осложнений с процессом их вскрытия, а операции установки перекрывателя – с процессом его калибровки развальцевателем.

# ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ

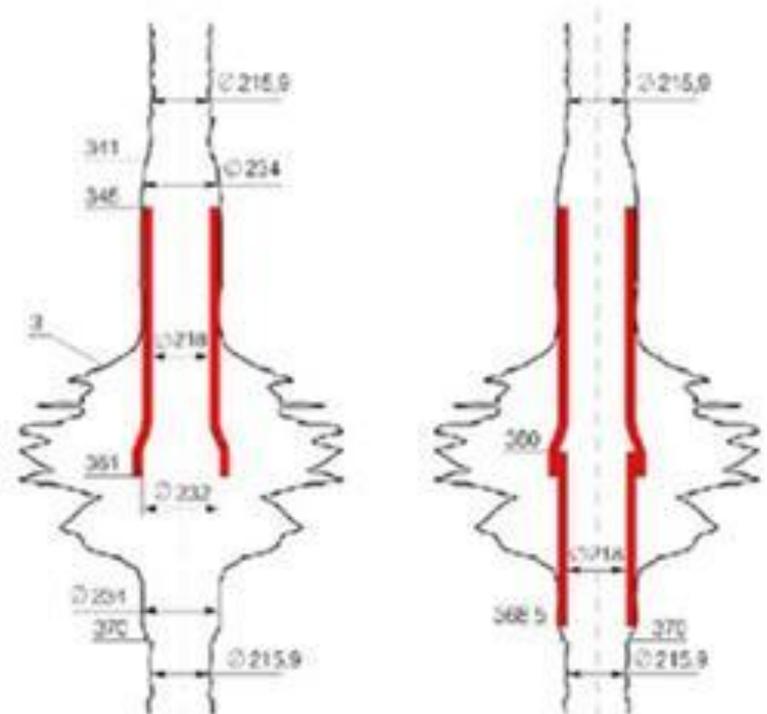
## ПОЭТАПНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

1987 год



Нарращивание профильного перекрывателя сверху

1993 год



Удлинение ПП снизу

# ТИПЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

***Эксплуатационная колонна служит для:***

- закрепления стенок скважин;
- разобщения флюидосодержащих горизонтов;
- транспортировки флюида на поверхность.

***Хвостовик служит для:***

- закрепления стенок скважин;
- разобщения флюидосодержащих горизонтов;
- транспортировки флюида на поверхность;
- для крепления необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

***Хвостовик*** заменяет либо эксплуатационную колонну (самый распространенный случай), либо промежуточную (используется реже).

***Преимуществами*** заканчивания скважины ***хвостовиками*** являются упрощение конструкции скважины за счет уменьшения длины и диаметра спускаемых в нее обсадных колонн; сокращение материальных и временных затрат на строительство скважины.

***Недостатками хвостовика*** являются возможная негерметичность в подвеске хвостовика; затруднения, возникающие при первичном цементировании вследствие малых кольцевых зазоров между хвостовиком и скважиной; сложность спуска до проектной глубины.

# ХВОСТОВИКИ

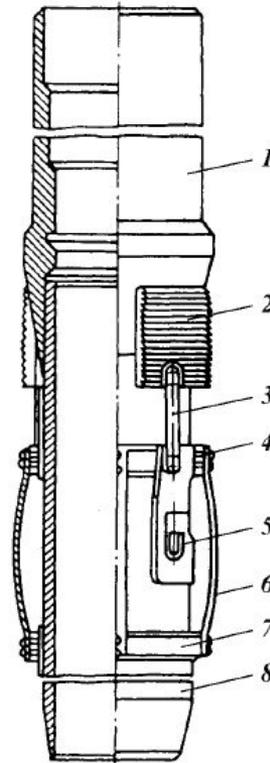
## **Назначение подвесок хвостовиков:**

избежание разгрузки хвостовиков на забой скважины или друг на друга, т.к. происходит изгиб колонны.

Клиновидные плашки 2 связаны с центратором посредством вертикальных пластин 3 одинакового размера. Каждая пластина верхним концом скреплена с соответствующей плашкой, а нижние концы пластины прикреплены к верхнему кольцу центратора 4. Это кольцо имеет крючок, который замыкается на ввинчиваемый в корпус штифт.

Клиновидные плашки имеют гладкую внутреннюю поверхность, которая обеспечивает скольжение плашек на конусообразной муфте 1, а снаружи — зубцы для качественного контакта с поверхностью обсадной трубы, на участке которой работают клинья и осуществляется подвеска хвостовика.

Штифт 5 ввинчивают в корпус 8 после того, как на него будет надет центратор с клиновидными плашками. Он предназначен для удержания клиньев в транспортном положении при спуске хвостовика.



**Клиновые подвесные устройства** невозможно применять в следующих случаях:

- при малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30 мм);
- при спуске обсадной колонны в скважину, сопряженном с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика или секции;
- при значительном износе внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска;
- при весе спускаемого хвостовика или секций обсадной колонны, превышающем 10 кН.

## **Механическая клиновая подвеска в транспортном положении:**

1 – конусообразная муфта, 2 – клиновидные плашки, 3 – соединительная пластина, 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора, 5 – штифт, 6 – пружинный центратор, 8 - корпус

Размер центратора должен соответствовать внутреннему диаметру обсадной колонны.

Клиновое устройство устанавливают на первой трубе под разъединителем в транспортном состоянии с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

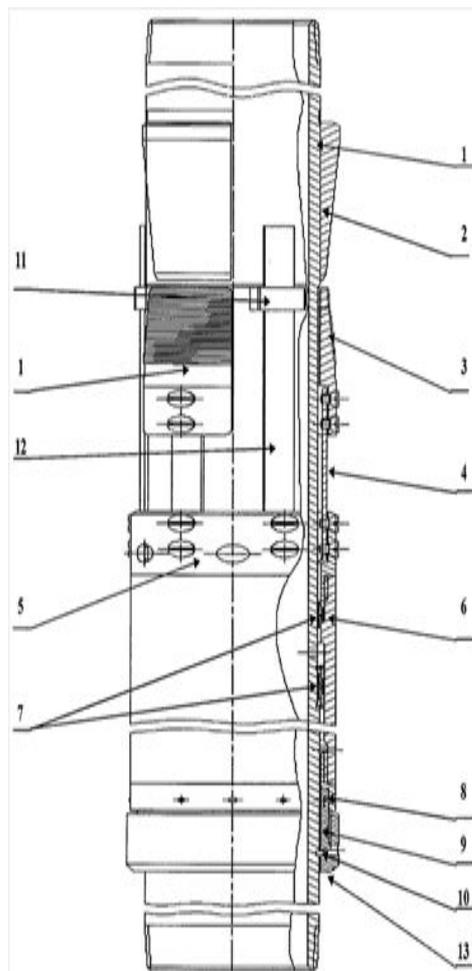
После спуска хвостовика на заданную глубину колонну труб приподнимают на необходимую высоту и поворачивают влево. При этом штифт 5, повернутый совместно с корпусом 8, выходит из зацепления с крючком, который остается неподвижным относительно корпуса 8 подвески вследствие действия сил трения при взаимодействии распятого центратора 6 со стенками обсадной колонны.

Далее колонну плавно подают вниз, конусообразная муфта 1 начинает входить в клиновидные плашки 2, раздвигая их до полного расклинивания в кольцевом межколонном зазоре. Хвостовик остается подвешенным на клиновидных плашках 2, упирающихся в стенки обсадной трубы предыдущей колонны.

Затем общий вес колонны (бурильных и обсадных труб) снижают на значение веса обсадных труб, вращением бурильных труб вправо отсоединяют их от обсадных и приступают к цементированию подвешенного на клиньях хвостовика.

# ХВОСТОВИКИ

На корпусе подвески 1 установлены неподвижные клинья 2. Подвижные клинья 3 соединены с планками 4. Планки 4 соединены с наконечником 5, который в свою очередь контактирует с гильзой 6. Гильза 6 закреплена на втулке 9 с помощью срезного элемента 8. Втулка 9 зафиксирована от продольного перемещения вдоль трубы стопорным кольцом 10. Накладка с отверстием 11 закреплена на корпусе 1. Внутренняя поверхность отверстия цилиндрическая с образующей, ориентированной параллельно оси корпуса 1. В отверстие накладки вставлена продольная направляющая 12, соединенная с наконечником 5. Конструкция из накладок 11 и направляющих 12 фиксирует подвижную часть подвески в отношении вращения вокруг оси корпуса 1.



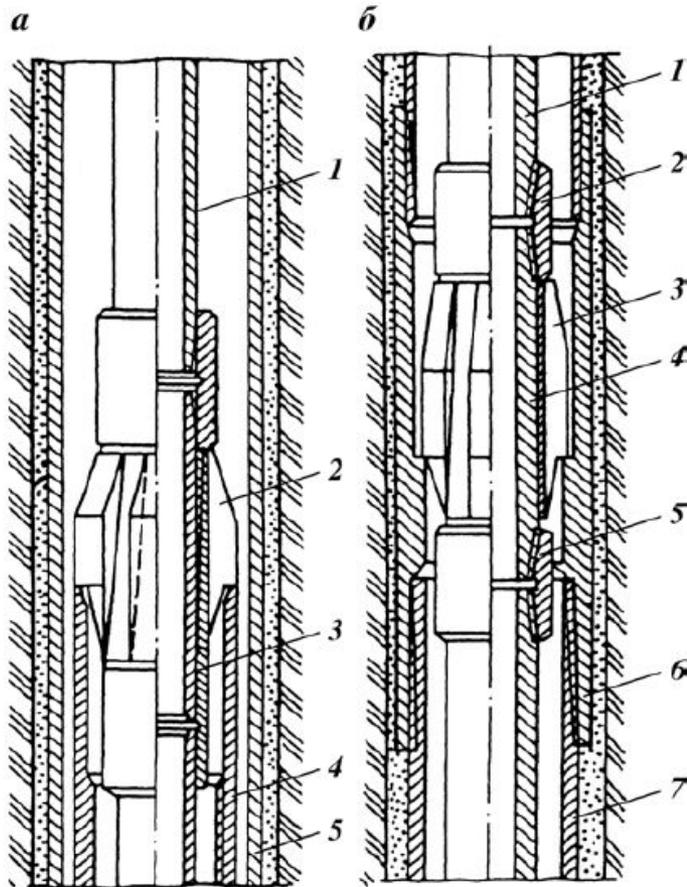
Главным недостатком клиновых подвесных устройств является **высокая вероятность преждевременного срабатывания.**

## Клиновая подвеска гидравлического действия:

1 – корпус подвески; 2 – неподвижные клинья; 3 – подвижные клинья; 4 – планки подвижных клиньев; 5 – наконечник; 6 – гильза; 7 – уплотнительные узлы; 8 – срезной элемент; 9 – втулка; 10 – стопорное кольцо; 11 – накладка; 12 – направляющая; 13 – стакан

При повышении давления внутри корпуса 1 на гильзу 6 действуют силы, направленные в сторону наконечника 5. В расчетный момент силы, достаточного для среза срезного элемента 8, элемент срезается, гильза 6 с наконечником 5, перемещаясь, двигают посредством планок подвижных клиньев 4 подвижные клинья 3, которые взаимодействуя с неподвижными клиньями 2 отжимаются, увеличивая диаметр конструкции, фиксируя подвеску хвостовика внутри скважины.

# ХВОСТОВИКИ



Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить:

- 1) внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину;
- 2) верхняя часть ранее спущенного хвостовика;
- 3) зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

Группа устройств, устанавливаемых на опорной поверхности, может быть использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины. При нарушении этого условия (например, в случае недоспуска хвостовика) устройство не дойдет до упора и не сработает.

## Подвеска на опорной поверхности обсадных труб (упорная подвеска):

**а – спускаемая секция обсадной колонны с упором на верхней части зацементированного хвостовика:** 1 – спускаемая секция обсадной колонны, 2 – стопорная втулка, 3 – муфта, 4 – зацементируемый хвостовик, 5 – промежуточная обсадная колонна

**б – хвостовик на упоре в двухразмерной колонне:** 1 – спускаемый хвостовик, 2, 5 – муфты, 3 – опорная втулка, 4 – патрубок, 6 – переводная муфта, 7 – первая промежуточная колонна

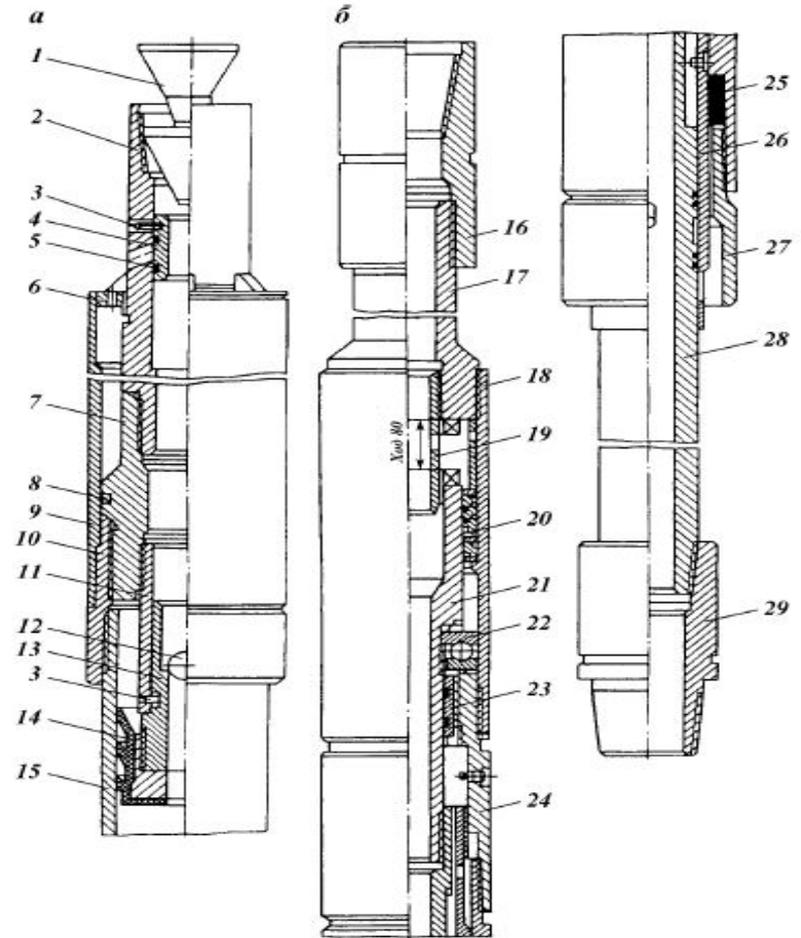
Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика (рис. а) осуществляют с помощью стопорной втулки 2, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости.

Упорную подвеску спускаемого хвостовика 1 в двухразмерной обсадной колонне (рис. б) проводят в переходной части труб разных диаметров с помощью втулки 3. Чтобы осуществить такую подвеску, необходимо предусмотреть в переводной муфте 6 для двухразмерных колонн специальную площадку для установки опорной втулки 3.

# ХВОСТОВИКИ

Принцип действия подвешного устройства (рис. 6) заключается в следующем. В исходном положении весь поток циркулирующей жидкости проходит через башмак обсадной колонны. После окончания ее цементирования и получения сигнала «стоп» вращением бурильной колонны вправо без какой-либо разгрузки приподнимают золотник 26, открывают боковые промывочные отверстия в подвешном устройстве и вымывают весь тампонажный раствор, поднятый выше обсадных труб. При этом периодически вращают колонну ротором в течение всего времени промывки в период ОЗЦ. Продолжительность и периодичность вращения бурильных труб для исключения их прихватов устанавливают в каждом конкретном случае.

После окончания срока схватывания тампонажного раствора циркуляцию жидкости прекращают и колонну бурильных труб плавно опускают, пока нагрузка на крюке не станет соответствовать весу бурильной колонны. При этом торцовые кулачки подвески входят в зацепление друг с другом, давая возможность вращать ниппельную часть разъединителя и отсоединять бурильные трубы от зацементированного хвостовика или секции обсадной колонны.



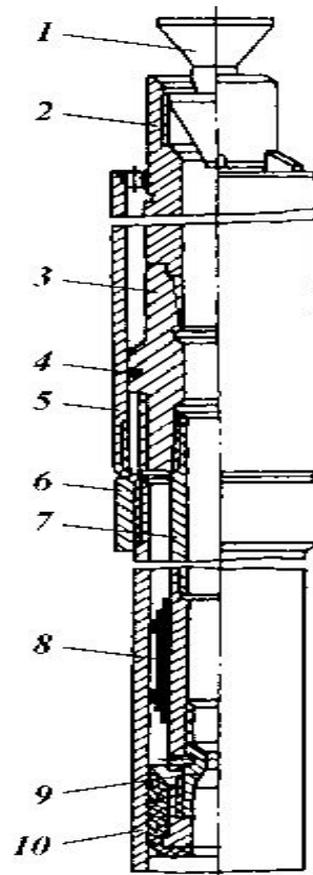
## Цементируемая подвеска хвостовика:

**а - в обсаженном стволе с резьбовым разъединителем, б - в необсаженном стволе:**

1 – управляемая пробка, 2 – удлинитель, 3 – срезной штифт, 4 – запорная втулка, 5 – уплотнительное кольцо, 6 – крышка, 7 – ниппель-разъединитель, 8 – манжета, 9 – раструбная часть разъединителя, 10 – муфта разъединителя, 11 – несущий патрубок, 12 – шар, 13 – седло, 14 – подвешная разделительная цементирующая пробка, 15 – обсадная труба, 16 – замковая муфта, 17 – переводник корпуса, 18, 24, 25 – соответственно верхняя, средняя, нижняя части корпуса, 19 – патрубок, 20 – набор манжетных уплотнителей, 21, 28 – верхняя и нижняя секции шпинделя, 22 – упорный подшипник качения, 23 – радиальный подшипник скольжения, 26 – золотник, 27 – нажимная гайка, 29 – замковый ниппель

# ХВОСТОВИКИ

**Разъединители** предназначены для обеспечения безопасного спуска и цементированья хвостовиков и последующего отсоединения от них бурильных труб.



## Резьбовой разъединитель:

1, 9 — верхняя и нижняя части секционной разъединительной пробки; 2 — переводник; 3 — ниппель с левой резьбой; 4 — уплотнительная манжета; 5 — раструб; 6 — муфта с левой резьбой; 7 — несущая труба; 8 — пакерующий узел; 10 — обсадные трубы хвостовика

Действие резьбовых разъединителей заключается в отвинчивании бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны вправо.

Пакерующий узел 8 предназначен для обеспечения циркуляции жидкости через башмак хвостовика после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе. Наличие пакерующего узла 8 позволяет предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовики 10.

Левое резьбовое соединение разъединителя при полном свинчивании часто оказывается негерметичным и пропускает жидкость даже при небольших перепадах давления. В связи с этим для обеспечения герметичности соединения над резьбовой частью ниппеля 4 устанавливают резиновую самоуплотняющуюся манжету 4.

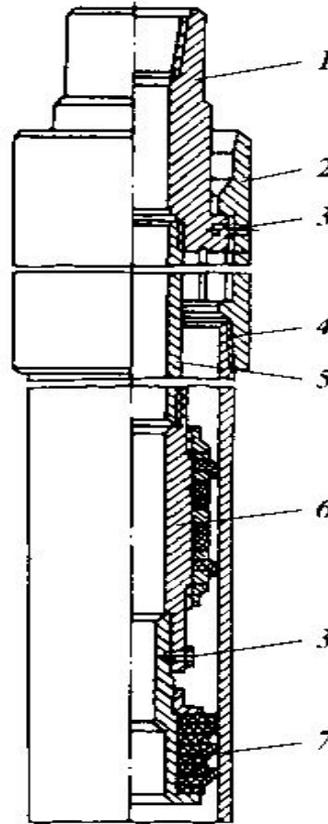
# ХВОСТОВИКИ

**Основные преимущества** кулачкового разъединителя:

- 1) возможность вращать колонну бурильных труб в процессе крепления скважин;
- 2) возможность предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадной перед цементированием, а также использовать разделительные пробки при цементировании хвостовиков.

**Недостатки** кулачковых разъединителей:

- 1) сложность конструкции;
- 2) необходимость разгрузки хвостовика для отсоединения от них бурильных труб.



Указанные устройства рекомендуется применять в скважинах, крепление которых осуществляют с проработкой осложненного ствола в процессе спуска хвостовика.

## Кулачковый разъединитель:

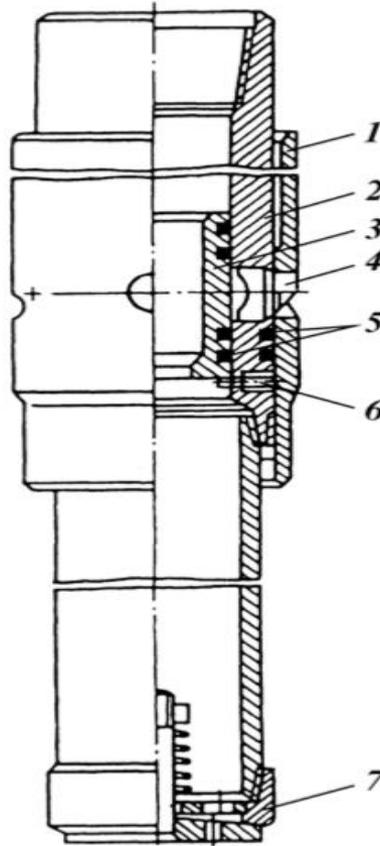
- 1 — ниппель с кулачками; 2 — муфта с пазами; 3 — штифт; 4 — обсадные трубы спускаемого хвостовика; 5 — несущая труба; 6 — пакерующий узел; 7 — нижняя часть секционной разделительной пробки

Муфта 2 и ниппель 1 разъединителя связаны с помощью двух или трех кулачков, находящихся на ниппельной части, которые вводятся в соответствующие L-образные пазы муфты 2 и в рабочем положении фиксируются штифтами 3. Конструкция кулачкового разъединителя исключает возможность отсоединения бурильных труб от обсадных 4 при вращении в скважине.

Чтобы разомкнуть разъединитель, его ниппельную часть 1 опускают до среза штифтов 3 и смещения кулачков по глухим пазам до упора. Затем ниппель 1 поворачивают влево на угол 90° также до упора и по сквозным пазам движением ниппельной части 1 вверх выводят кулачки из муфты 2 разъединителя.

# ХВОСТОВИКИ

**Основной недостаток** замковых разъединителей заключается в том, что при их использовании нельзя отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовик с применением цементируемых пробок и получением сигнала «стоп».



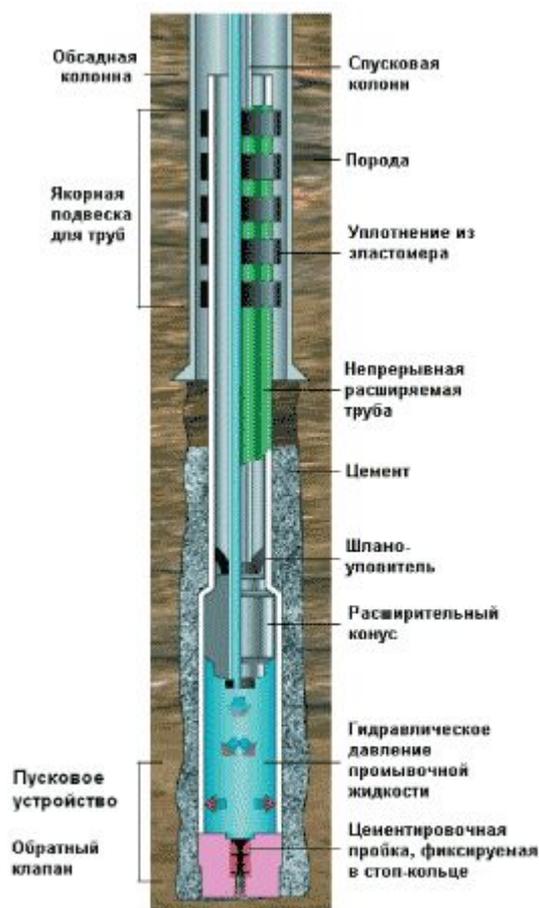
**Замковый разъединитель:**

1 — муфта; 2 — ниппель; 3 — запорная втулка; 4 — замок; 5 — уплотнения; 6 — срезной штифт; 7 — обратный клапан

В замковых разъединителях основные части устройства (муфта 1 и ниппель 2) соединяются между собой запирающимся изнутри замком 4, который имеет шарообразную или иную форму.

Бурильные трубы соединяют с обсадными с помощью срезных штифтов, которые также являются несущими элементами разъединителя и должны срезаться только при нагрузке, превышающей массу обсадной колонны.

# РАСШИРЯЕМЫЙ ХВОСТОВИК



## Последовательность установки расширяемого хвостовика (Расширяемая система OHL компании Enventure) для необсаженного ствола скважины:

1. Бурение участка ствола для установки расширяемого хвостовика.
2. Спуск в скважину вместе с расширяемым хвостовиком расширяющего узла и пускового устройства.
3. Цементирование расширяемого хвостовика.
4. Установка запираемой снизу пробки для обеспечения расширения хвостовика.
5. Расширение хвостовика, устанавливаемого в открытом стволе.
6. Расширение втулки подвески хвостовика.
7. Разбуривание башмака расширяемого хвостовика с обратным клапаном

# ТЕХНОЛОГИЯ МОНОДИАМЕТРА



## Традиционная многоколонная конструкция и конструкция скважины одного проходного диаметра

Скважина одного проходного диаметра (Monodiameter, Monobore wells, Slender wells). Идея заключается в том, чтобы устанавливать расширяемые хвостовики (подобные системе OHL) в скважине последовательно один за другим.

К достоинствам технологии относится следующее:

- переход на новую конструкцию скважины, обеспечивающий снижение диаметра и количества спускаемых колонн;
- снижение отходов бурения, особенно шлама, снижение потребного количества материалов (цемента, бурового раствора, металла);
- возможность применения меньшего по геометрическим параметрам и мощности оборудования (подводное оборудование, райзер, буровая установка и т. д.);
- снижение затрат энергии и выбросов в атмосферу;
- возможность строительства скважин со сверхбольшим отходом от вертикали.