

# Бурение

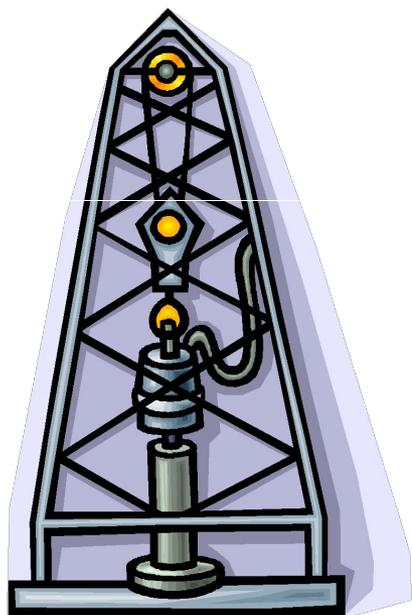
нефтяных и газовых скважин

## 17. Технологический риск в бурении

Балаба Владимир Иванович  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина



**Буровой подрядчик обязан обеспечить гарантированное выполнение трех главных условий договора (контракта) строительного подряда:**



- *качество скважины;*
- *сроки выполнения работ;*
- *стоимость работ.*

**Необходимость всестороннего анализа буровым подрядчиком риска своей деятельности обусловлена следующими причинами:**

● ***во-первых***, при заключении подрядного договора на строительство скважины буровой подрядчик должен учитывать возможные риски при его реализации, то есть получить объективный ответ на три основных вопроса:

***Что плохого может произойти?***

***Как часто это может случаться?***

***Какие могут быть последствия?***

● *во-вторых*, каждый из прямых или косвенных участников строительства скважины (субподрядчики, инвесторы, страховщики и т.д.), являясь самостоятельным хозяйствующим субъектом, стремится предварительно оценить вероятность получения положительного результата при реализации предполагаемого инвестиционного проекта, то есть оценить риск;

● *в-третьих*, в соответствии с ФЗ «О техническом регулировании» от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ *безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации* рассматривается как *состояние, при котором отсутствует недопустимый риск*, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

● *в-четвертых*, одним из эффективных инструментов компенсации ущерба при осуществлении производственной деятельности является его страхование.

В соответствии с ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, *обязана страховать ответственность за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде в случае аварии на опасном производственном объекте.*

Процедура страхования предусматривает анализ риска.

## ***ПБ 08-624-03:***

***1.2.14. При разработке проектной документации на строительство скважин, обустройство и разработку нефтяных и газовых месторождений проектная организация должна осуществить **анализ опасности и риска проектируемых объектов** в порядке, установленном Ростехнадзором.***

***1.3.1. Рабочие проекты на строительство скважин, разрабатываемые на основе проектов разведки или разработки месторождений, **должны обеспечивать** безаварийную проводку ствола, безопасность труда в процессе строительства скважин, их надежность и противоаварийную устойчивость при последующей эксплуатации в качестве опасных производственных объектов.***

# 17.1. Основные понятия риска

**Риск** - сочетание вероятности нанесения ущерба и тяжести этого ущерба

Риск – мера опасности.

**Ущерб** - нанесение физического повреждения или другого вреда **здоровью людей**, или вреда **имуществу** или **окружающей среде**

# Понятие риска

**Опасность** –  
**потенциальный источник** возникновения ущерба.

Термин «**опасность**» может быть конкретизирован в части определения **природы опасности** или **вида ожидаемого ущерба**

**Например:**

опасность электрического шока,  
опасность разрушения,  
травматическая опасность,  
токсическая опасность,  
опасность пожара

# Понятие риска

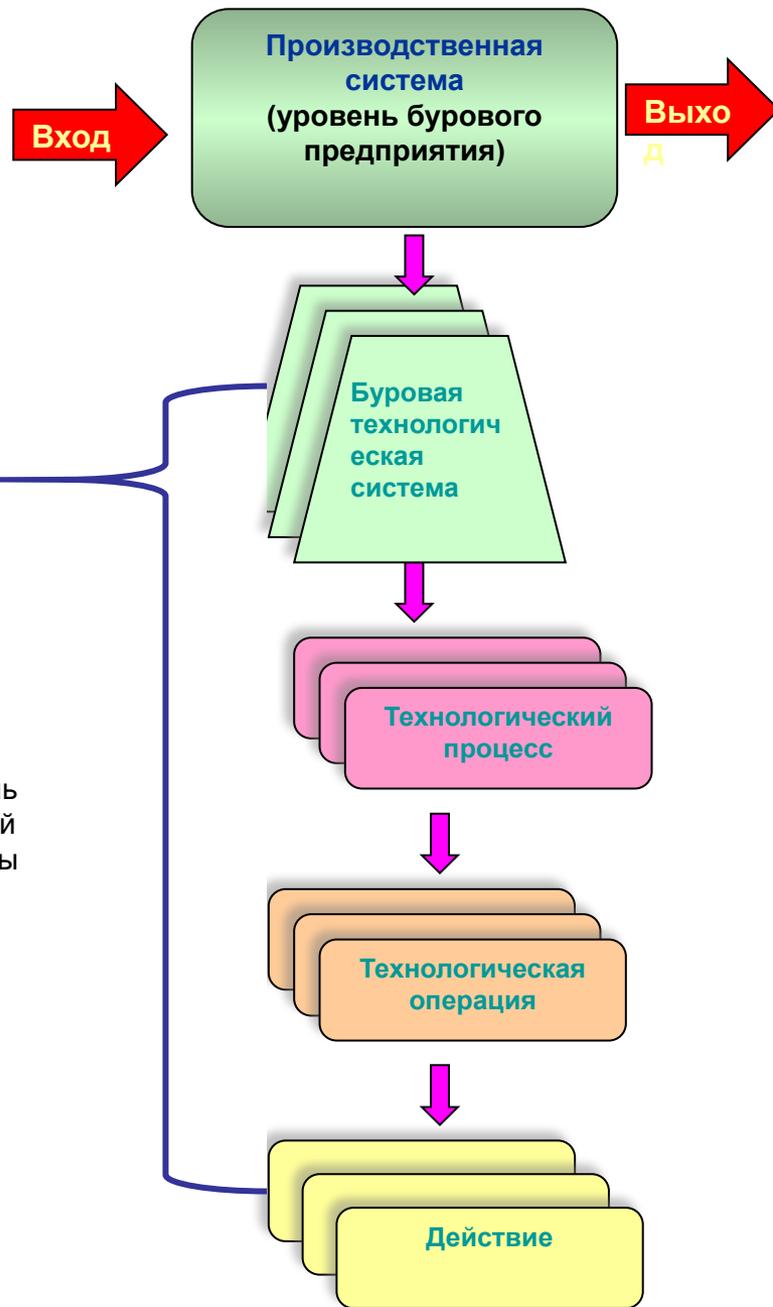
**Опасная ситуация** –  
обстоятельства, в которых люди, имущество или  
окружающая среда подвергаются опасности

**Вызывающее ущерб событие** –  
событие, при котором **опасная ситуация**  
приводит к **ущербу**

# Буровая технологическая система

**БТС** - совокупность необходимых для выполнения в регламентированных условиях производства технологических процессов или операций по строительству скважины и функционально взаимосвязанных:

- средств труда;
- предметов труда;
- исполнителей.



# Буровая технологическая система Работоспособное состояние



# Технологический риск в бурении

**Риск технологический** -

мера технологической опасности (отказа БТС), представляющая собой *сочетание*

- **частоты** или вероятности отказа **и** его
- **последствий** (ущерба)

# Технологический риск в бурении

Опасное технологическое событие – событие в БТС, результатом которого является ущерб

Опасная технологическая ситуация – обстоятельства (*рискообразующие факторы*), при которых возникло опасное технологическое событие

# Технологический риск в бурении

Опасное  
технологическое  
событие

Пожар

Ущерб

Горючее  
вещество

Источник  
воспламенения

Опасная  
технологическая  
ситуация

# Аварии на предприятиях нефтегазодобычи

Виды аварий	Число аварий	
	2002 г.	2003 г.
Открытые газонефтяные фонтаны (выбросы)	8	9
Взрывы и пожары на объектах нефтегазодобычи	5	6
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	6	2
Прочие	2	4
Всего	21	21

# Технологический риск в бурении

Форма 1-ТЭК за 1995 г.:

ущерб от «рядовых» аварий и осложнений в общих капиталовложениях организаций Минтопэнерго России в строительство скважин составил:

- в 1993 г. - **17,41%**,
- в 1994 г. - **24,31%**.

По оценке компании Атосо мировые затраты, связанные с проблемой нестабильности стволов скважин в интервалах залегания глинистых пород (осыпи, обвалы, сужение ствола, кавернообразование), составляют **600-1000 млн. долл. США в год.**

## Баланс календарного времени строительства скважин в разведочном бурении в 2004 году в ОАО «Газпром»

Предприятие	Бурение, %			Испытание, %		
	Произв. время	Аварии и брак	Простои	Произв. время	Аварии и брак	Простои
ООО «Бургаз»	84,0	10,5	5,5	64,4	4,2	31,4
ОАО «Подзембургаз»	92,4	0,0	7,6	-	-	-
ООО «Ноябрьскгаздобыча»	83,0	5,6	11,4	94,8	0,0	5,2
ООО «Надымгазпром»	54,6	39,1	6,3	-	-	-
ООО «Сургутгазпром»	96,7	3,3	0,0	100,0	0,0	0,0
ООО «Севергазпром»	61,6	26,3	12,1	-	-	-
ООО «Кавказтрансгаз»	87,3	8,9	3,8	70,9	2,8	26,3
ОАО «Востокгазпром»	92,0	2,0	6,0	-	-	-
ОАО «Красноярскгазпром»	87,4	5,0	7,6	-	-	-
ООО «Уралтрансгаз»	85,1	1,5	13,4	85,5	11,4	3,1
В среднем по ОАО «Газпром»	82,4	10,2	7,4	83,1	3,7	13,2

# Причины аварийности и травматизма в России

Человеческий фактор	- 50,1 %
Оборудование, техника	- 18,1 %
Условия внешней среды	- 16,6 %
Технология выполнения работ	- 7,8 %
Прочие факторы	- 7,4 %

**ИТОГО 100 %**

## 17.2. Классификация опасных технологических событий

- по причине возникновения – орудие труда, предмет труда (скважина), исполнитель;
- по месту возникновения - горная или техническая подсистема скважины;
- по связи с целевой функцией БТС – качество, стоимость, строительство скважины;
- по объекту ущерба – имущество, окружающая среда, человек (персонал, население);
- по величине ущерба – незначительный, значительный, катастрофический;
- по характеру учета – авария, инцидент, осложнение.

# Классификация опасных технологических событий по характеру учета

- **Осложнение – ОТС**, как правило, не связанное с прекращением производственного процесса, для ликвидации которого требуются технологические мероприятия, **предусмотренные проектом**.

Наиболее распространенные осложнения:

- **поглощение промывочной жидкости;**
- **приток в скважину пластового флюида;**
- **пластическое течение, осыпи и обвалы пород;**
- **посадки и затяжки бурильной и обсадной колонн.**

● **Авария** - **ОТС** при котором **невозможно** продолжение производственного процесса в соответствии с проектом, а также использование скважины по назначению без производства специальных (**аварийных**) работ.

Аварии в бурении приводят к непроизводительной потере рабочего времени, нецелесообразному расходованию трудовых ресурсов, значительным материальным и финансовым затратам.

## ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"

**Авария** - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрывы и (или) выброс опасных веществ;

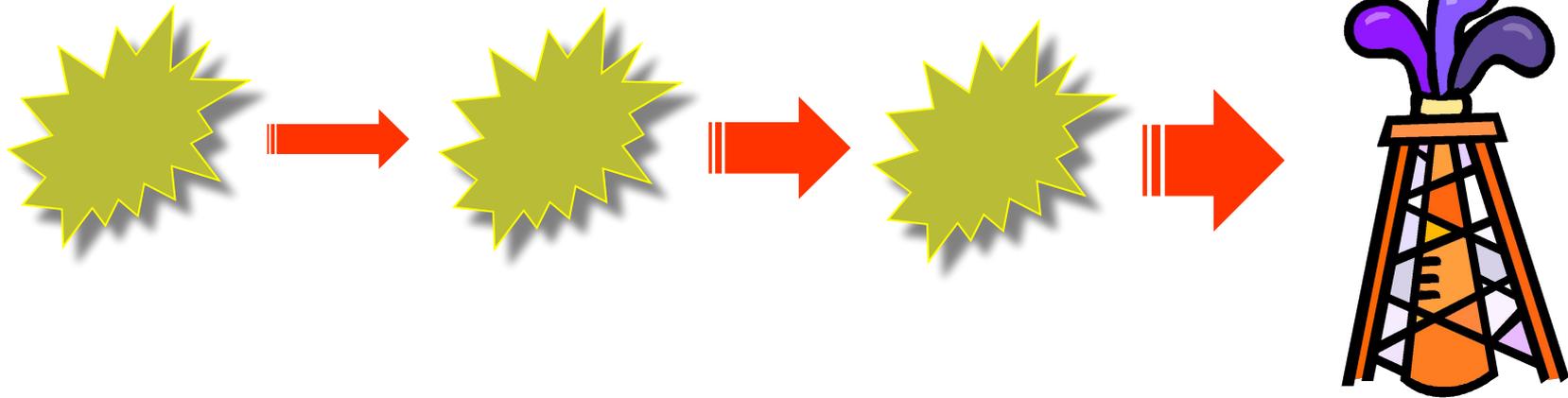
**Инцидент** - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений настоящего Федерального закона, других федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

## 17.3. Взаимосвязь опасных событий

Как правило, возникновение опасного события бывает обусловлено не одной, а несколькими причинами. Логическая связь между ними может быть:

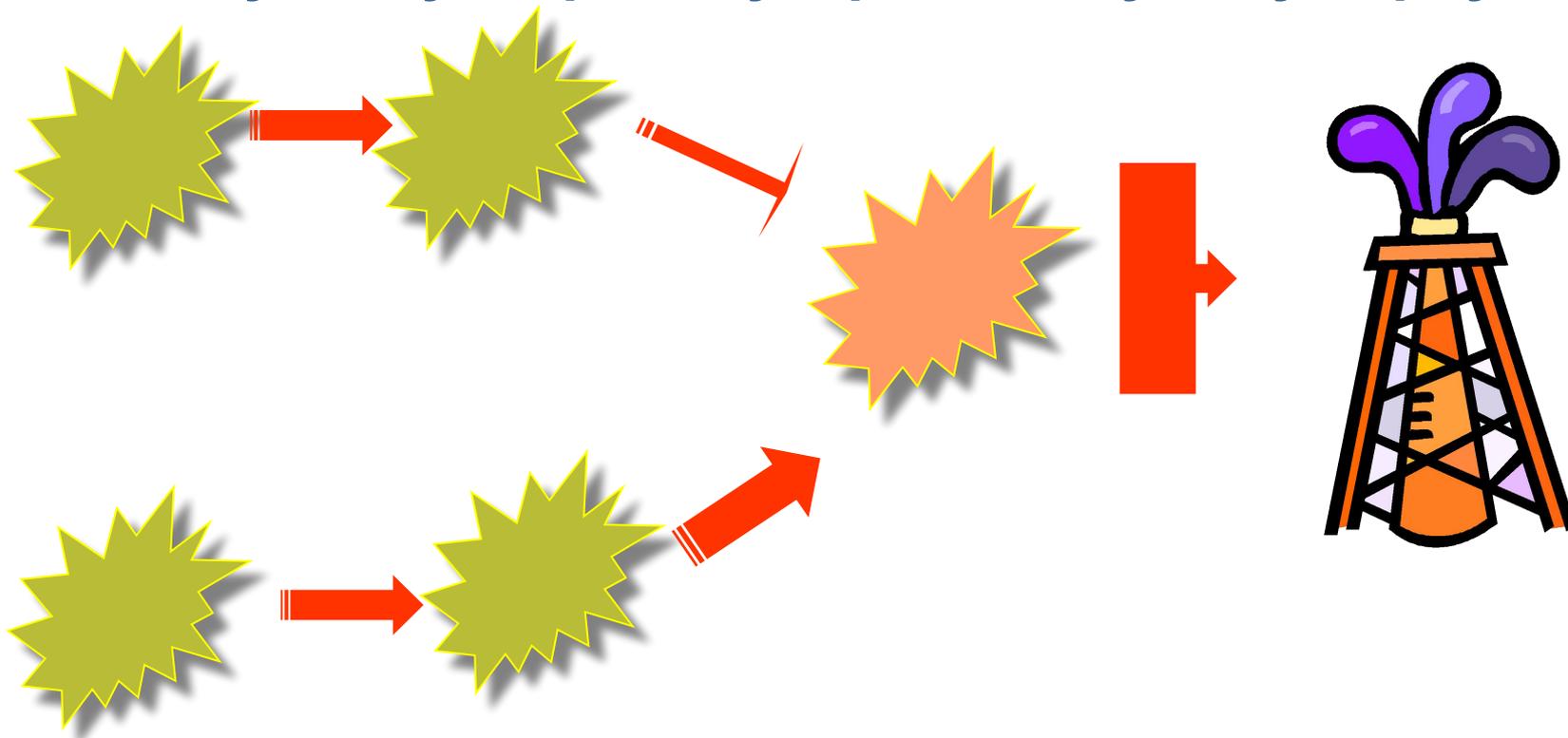
- **последовательная** –

одна причина вызывает следующую, и так далее, пока конечная не приведет к реализации опасного события (ущербу) – «эффект домино»



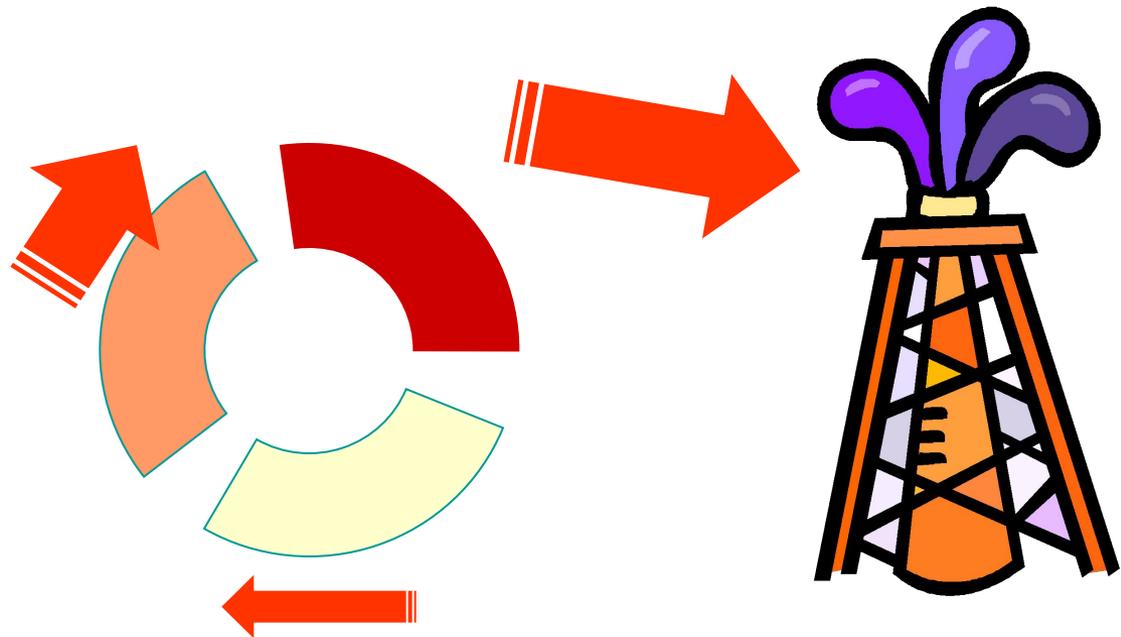
# Взаимосвязь опасных событий

- **параллельная** – несколько последовательных связей вызывают одну общую причину, приводящую к ущербу



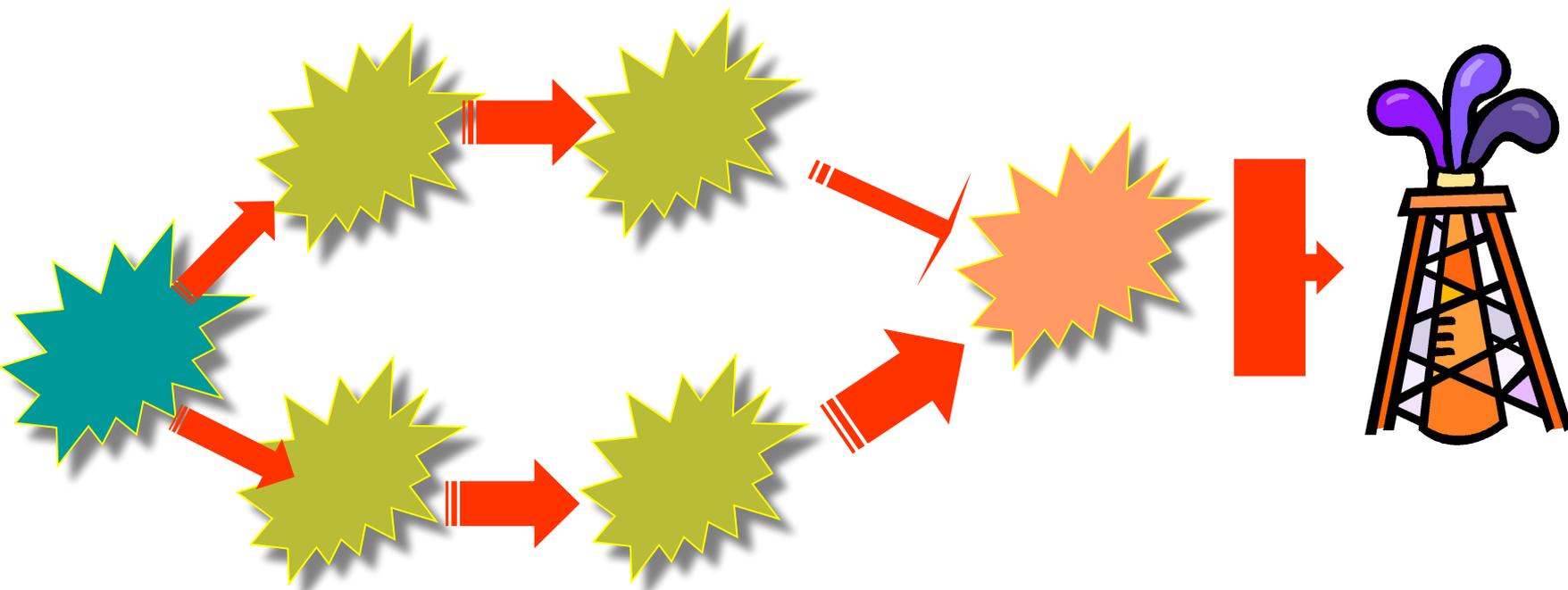
# Взаимосвязь опасных событий

- **круговая** - одна причина вызывает следующую, **усугубляющую** первую, и далее по кругу, пока какая-нибудь из этих причин не приведет к ущербу



# Взаимосвязь опасных событий

- **разветвленная** - одна причина служит источником нескольких последующих, которые, развиваясь параллельно, в конечном итоге образуют одну общую причину, непосредственно вызывающую ущерб.



## Технологический риск в бурении



Скважина Пеляткинская-6 закончена бурением 6 июня 1970 г. при забое 2800 м и сдана для производства ГИС. Ввиду остановки каротажных приборов на глубине 2380 м приступили к проработке ствола скважины. Когда бурильный инструмент находился на глубине 2649 м произошла поломка «квадрата». **Аварию ликвидировать не удалось, скважина начала фонтанировать.** Закачали в скважину 80 м<sup>3</sup> цементного раствора, но газопроявления продолжались. Дополнительно закачали 45 м<sup>3</sup> цементного раствора - **газопроявления прекратились.** Буровое оборудование демонтировали.

# Технологический риск в бурении



В конце августа 1970 г. отмечены первые признаки **грифонообразования** вдоль длинной оси озера, расположенного рядом (длина более 2 км, ширина 0,25-0,6 км).

Общий дебит грифонов возрос до 50, а в октябре до **150 тыс. м<sup>3</sup>/сут.**

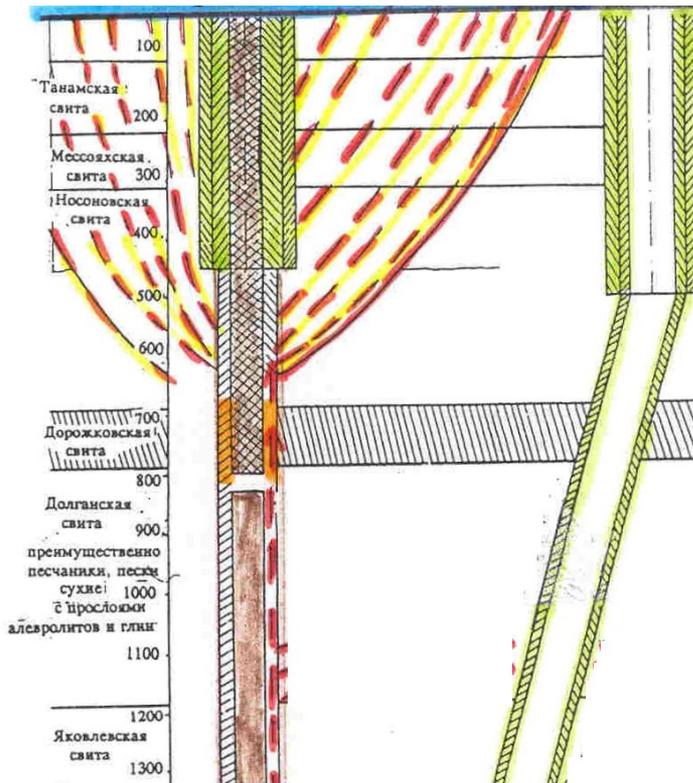
Впоследствии установили, что при цементировке открытого ствола не удалось зацементировать интервал 685-785 м.

Поэтому начались перетоки газа в верхнюю часть ствола скважины.

Из-за растепления ММП вокруг устья скважины образовалось **провальное озеро**. **Кондуктор и все оборудование обрушились в кратер.**

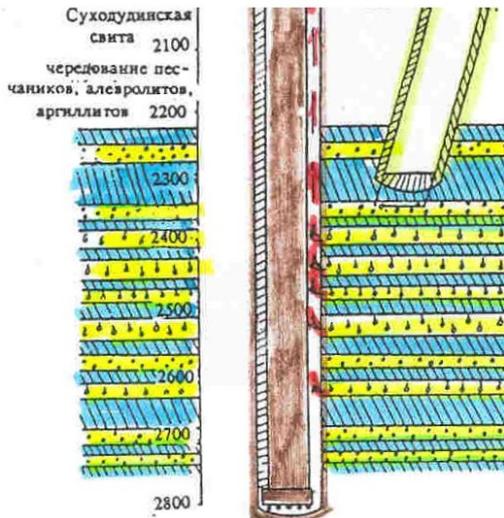
В течение 1100 дней весь разрез находился под воздействием давления восходящей струи газа из 5-ти продуктивных горизонтов.

# Технологический риск в бурении

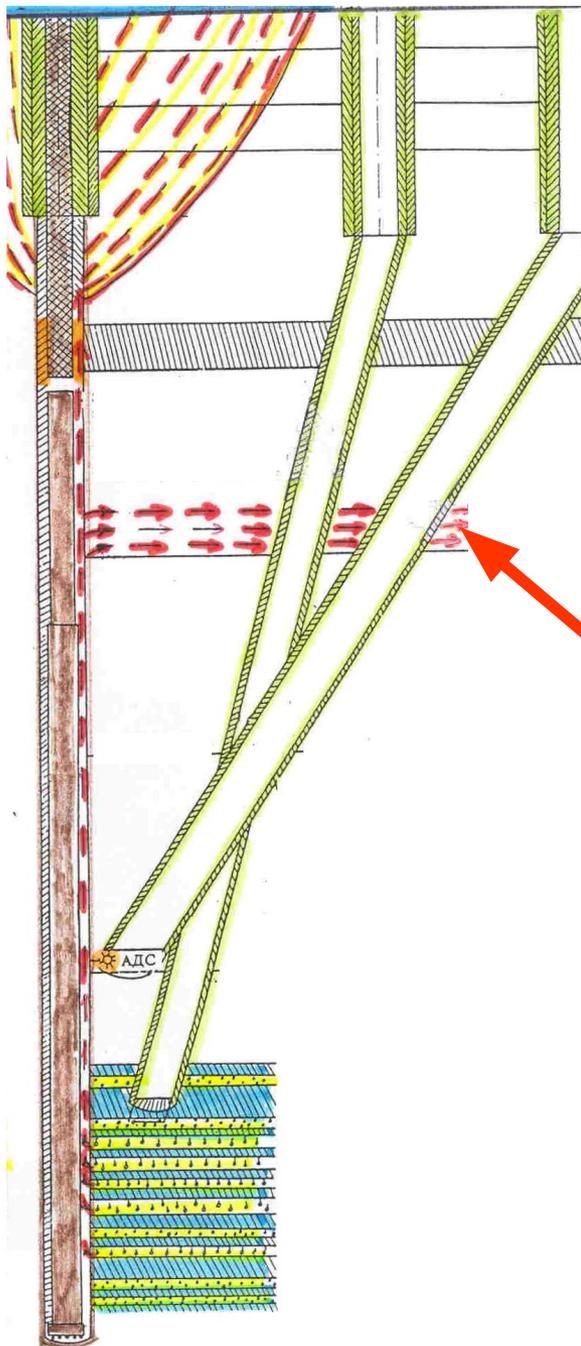


Для ликвидации газового фонтана и грифонов в 246 м от скв. 6. пробурили наклонно направленную **скв. 6-бис**. При глубине 2385 м забой находился в 32 м от ствола скв. 6.

Произвели **гидроразрыв** в интервале 2388-2391 м скв. 6 и закачали около 22 тыс. м<sup>3</sup> воды с максимальной производительностью 50 л/с. **Положительного результата не получили.**



## Технологический риск в бурении



Повторно для глушения фонтана в 425 м от скв. 6 забурили **скв. 13** с более тяжелой конструкцией.

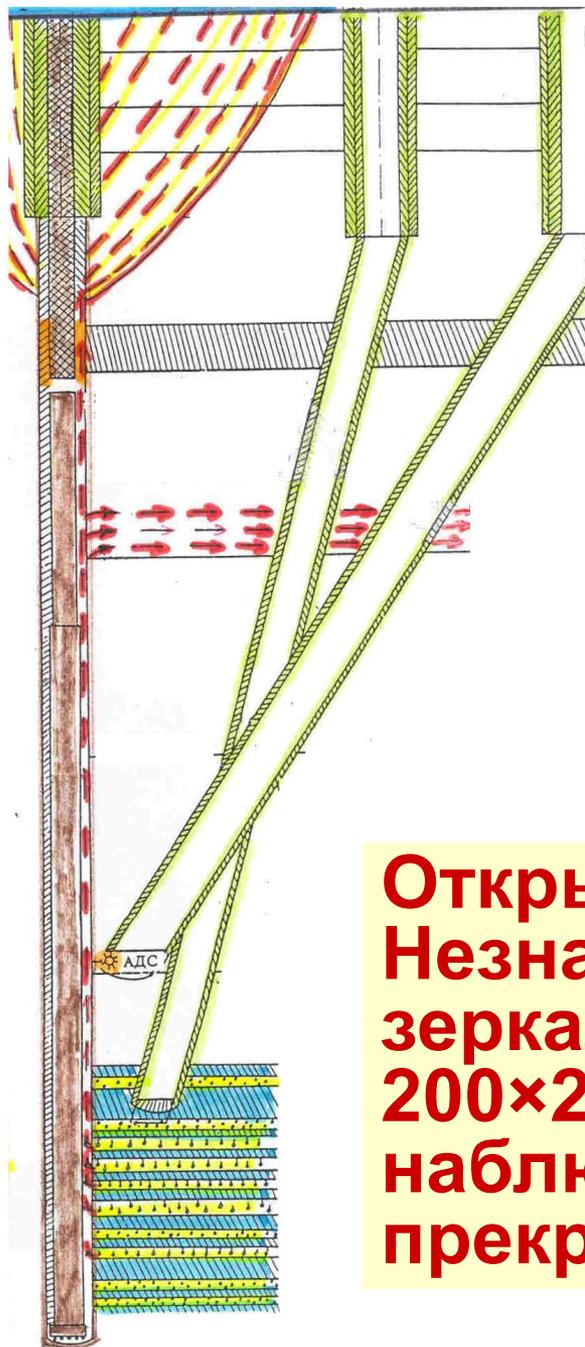
При забое 1190 м скв. 13 начала фонтанировать газом с водой.

## Технологический риск в бурении

**Соединение стволов скв.13 и 6 произвели в интервале 2044-2055 м. В аварийный ствол на различных режимах закачали:**

- 11,0 тыс. м<sup>3</sup> воды,
- 300 м<sup>3</sup> глинистого раствора (1,7 г/см<sup>3</sup>),
- 17 м<sup>3</sup> цементного раствора.

**Открытый фонтан ликвидировали. Незначительные газопроявления на зеркале воды, заполнявшей провал 200×200 м на месте скв. 6, наблюдались до 1976 г., а затем прекратились.**



## 17.4. Опасные технологические события в горной подсистеме скважины

- **Приток флюидов** (проявление, выброс, фонтан грифоны)
- **Поглощение технологической жидкости**
- **Нарушение деформационной устойчивости ствола скважины** (осыпи, обвалы, пластическое течение пород)
- **Изменение конфигурации ствола скважины** (эллиптичность (асимметричность), наработка желобов, уступов)
- **Изменение пространственного положения оси ствола скважины** (сложная геометрия, изгибы)

## 17.4.1. Приток флюидов

- **Проявление** (флюидопроявление, газонефтеводопроявление)  
– поступление пластовых флюидов в ствол скважины, не требующее изменения принятой технологии бурения.
- **Выброс** – поступление флюидов в ствол скважины, которое можно ликвидировать с использованием имеющихся на буровой средств и оборудования.

# Флюидопроявления

- **Фонтан** – поступление флюидов в ствол скважины, связанное с возникновением давлений, угрожающих целостности обсадных колонн или пластов в необсаженной части ствола скважины, ликвидация которого требует применения дополнительных средств и оборудования (кроме имеющихся на буровой).

## Фонтан:

- газовый, нефтяной, водный
- управляемый и неуправляемый
- **Грифоны** – прорывы газа по затрубному пространству скважины и последующее распространение его по подпочвенным отложениям.

# Признаки притока пластовых флюидов

- уменьшению плотности ПЖ;
- увеличение уровня ПЖ в приемном резервуаре буровых насосов;
- увеличение скорости течения в желобе на выходе из скважины;
- перелив через устье после прекращения промывки, а иногда даже во время ее;
- увеличение избыточного давления на устье скважины с закрытым превентором;
- увеличение газосодержания в потоке, выходящем из скважины;
- при газировании - значительное возрастание условной вязкости ПЖ;
- приток пресной воды - снижение условной вязкости и статического напряжения сдвига, возрастание водоотдачи и суточного отстоя, из утяжеленной ПЖ нередко выпадает утяжелитель.

# Ликвидация притока пластовых флюидов

Если не удалось предотвратить приток пластовой жидкости и произошел выброс, когда в скважине находилась бурильная колонна, нужно:

- срочно закрыть превентор;
- направить выходящую из скважины жидкость через боковой отвод устьевого обвязки, оборудованный регулируемым штуцером,
- через бурильные трубы закачивать негазированную ПЖ повышенной плотности.

Путем закачки более тяжелой ПЖ при одновременном ограничении объемной скорости выхода газированной жидкости из скважины с помощью регулируемого штуцера нужно поднять давление на проявляющийся горизонт выше пластового и устранить приток.

## Ликвидация притока пластовых флюидов

**Если превентор закрыт и в скважину закачивают промывочную жидкость, одновременно ограничивая регулируемым штуцером выход жидкости из кольцевого пространства, то давление на стенки скважины и обсадную колонну, на которой укреплен превентор, возрастает. Поэтому при операциях по глушению притока необходимо следить за тем, чтобы избыточное давление в обсадной колонне всегда оставалось меньше допустимого с точки зрения прочности обсадных труб (с учетом возможного их износа), а давление на стенки скважины ниже башмака этой колонны было обязательно меньше давления поглощения.**

**Если приток не удалось устранить быстро и выброс перешел в открытое фонтанирование, то к работе по ликвидации аварийного осложнения привлекают специализированную противofонтанную службу.**

## 17.4.2. Поглощение технологической жидкости

Поглощение может возникнуть в двух случаях:

**а)** если в горной породе имеются более или менее крупные раскрытые трещины, каверны или другого рода полости, а давление, создаваемое на стенки скважины в процессе бурения или цементирования ее, больше пластового в данной породе.

**б)** если под влиянием давления, создаваемого на стенки скважины, раскрываются естественные микротрещины, которые в нормальных условиях сомкнуты, либо происходит гидроразрыв породы и в ней образуются новые крупные трещины.

# Поглощение технологической жидкости

При поглощении статический уровень жидкости устанавливается на несколько десятков, а иногда даже сотен метров ниже устья скважины.

**Интенсивность поглощения** - объем поглощенной жидкости за единицу времени (от сотых долей до нескольких десятков литров в секунду).

Поглощение **полное** или **катастрофическое** - вся промывочная жидкость, закачиваемая буровыми насосами в скважину поглощается, **частичное** - часть жидкости вытекает на устье.

# Поглощение технологической жидкости

Для изоляции зоны надо знать ее местоположение, размеры сечения каналов и интенсивность поглощения.

**Положение зоны** наиболее точно можно определить глубинным аппаратом – индикатором скорости потока, а **размеры каналов поглощения** – акустическим скважинным телевизором.

# Способы ликвидации поглощений

- **уменьшение** плотности ПЖ;
- **снижение** скорости технологических операций в скважине;
- **ввод** в ПЖ кольматанта (волокнистый или гранулярный материал), способного закупоривать трещины шириной менее 1–2 мм;
- **снижение** проницаемости каналов поглощения задавливанием в них порции жидкости (тампона) с высоким предельным статическим напряжением сдвига или быстросхватывающейся, загустевающей;
- **уменьшение** размера каналов поглощения намывом в них грубозернистых инертных материалов (песок, гравий, керамзит и т.п.) и последующим их тампонарованием;
- **перекрытие** зоны поглощения обсадными трубами.

# Способы ликвидации поглощений

**Кольмататор предназначен для предотвращения и ликвидации поглощения ПЖ.**

**Устанавливается над долотом.**

**Оснащен одним или двумя гидромоторными узлами.**



## 17.5. Нарушение деформационной устойчивости ствола скважины

**Осыпи** - *систематическое* отделение частиц породы от стенок скважины.

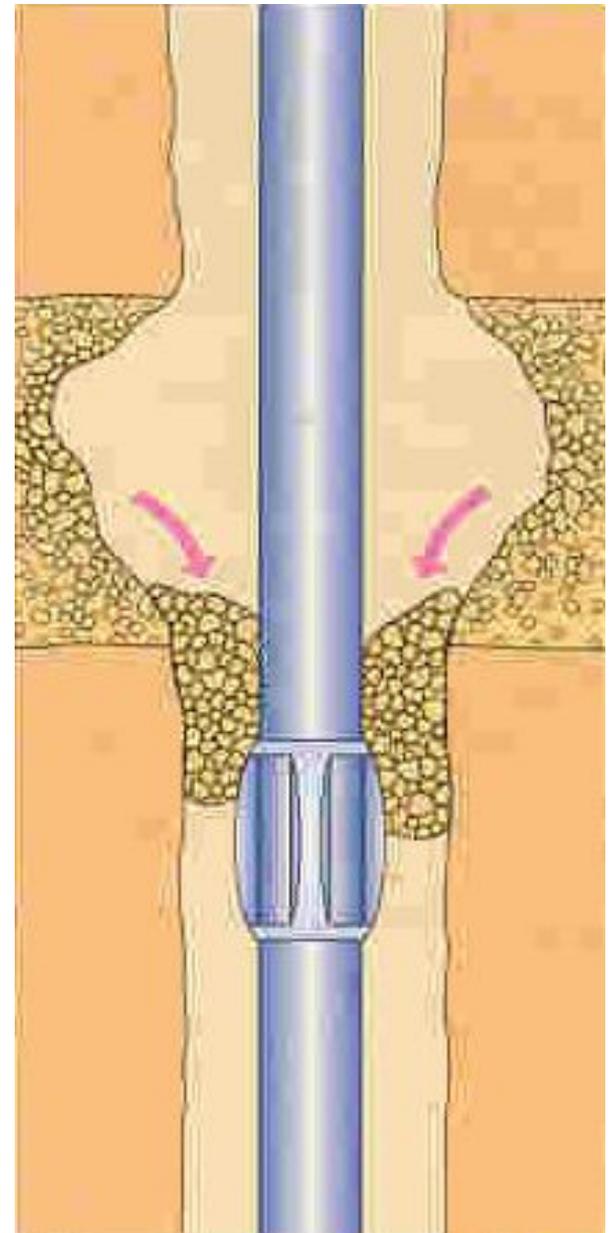
- **Обвалы** - *периодическое* выпадение в скважину значительной массы породы, перекрывающей кольцевое пространство или все сечение ствола. Восходящий поток не в состоянии быстро удалить эту породу на поверхность.

Обычно видимым признаком обвала породы является резкое повышение давления в насосах.

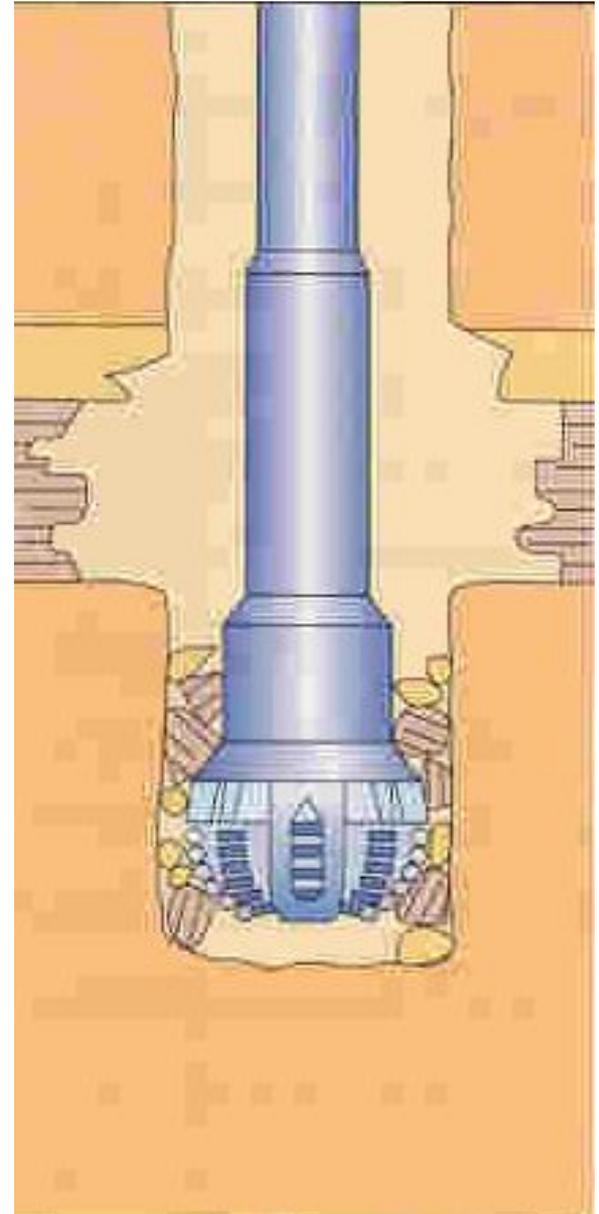
- **Пластическое течение пород** – *непрерывное* вытекание пород в ствол скважины.

Осыпи и обвалы – **кавернообразование**, пластическое течение пород – **сужение ствола скважины**.

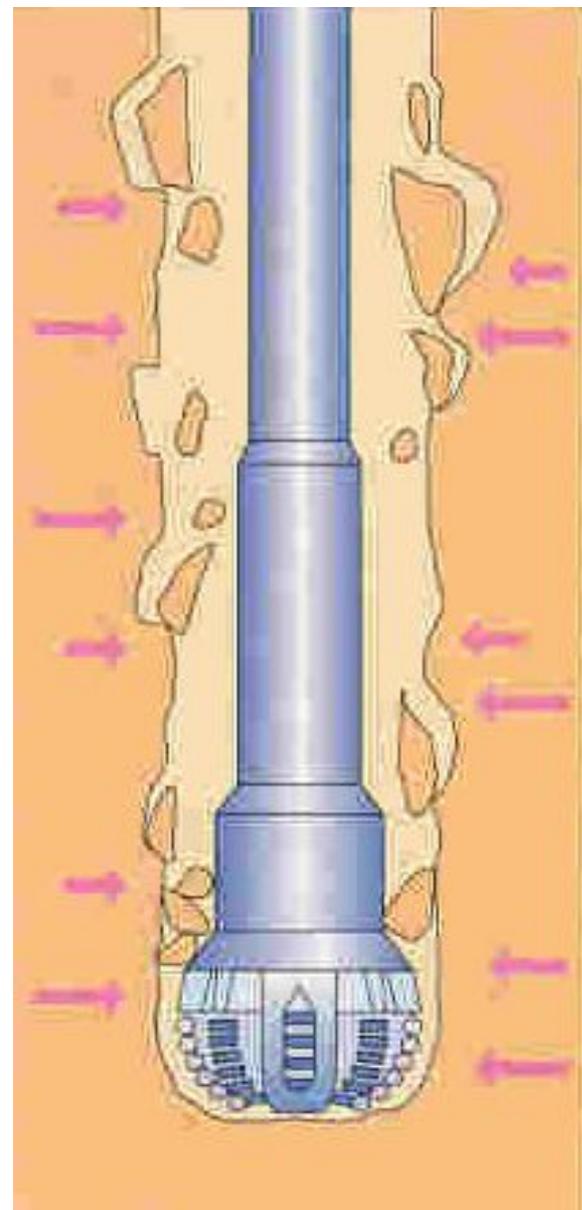
## Обрушение несцементированных (слабо сцементированных) пород



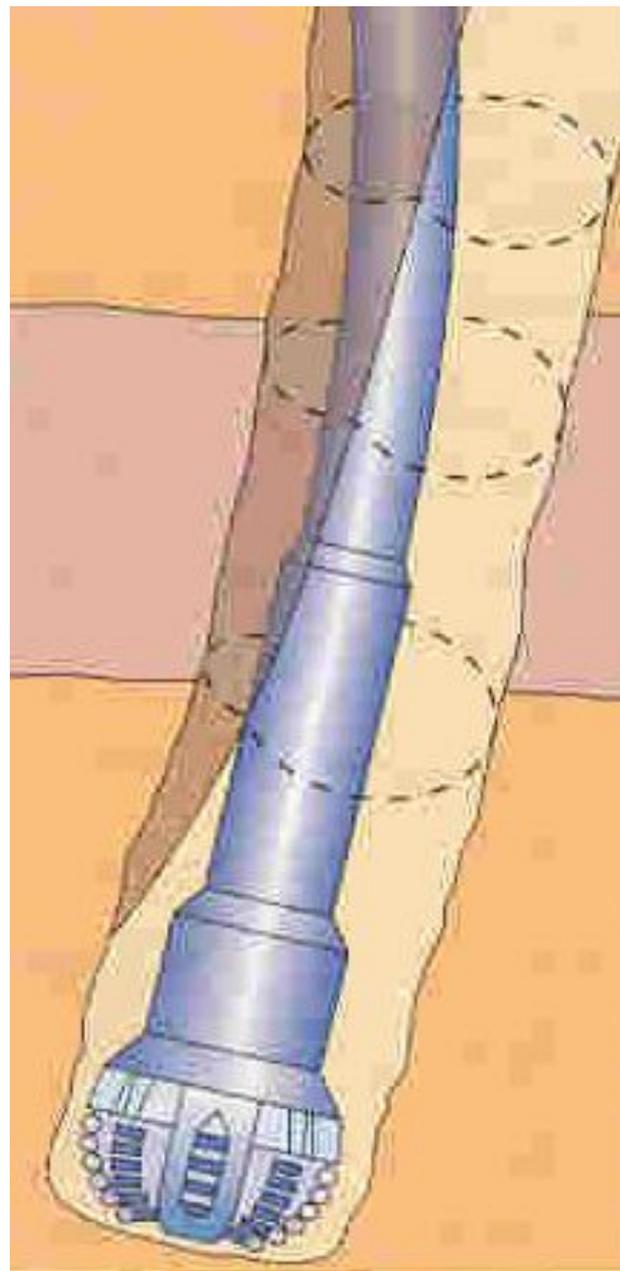
## Осыпание трещиноватых (с развитыми плоскостями скольжения) пород



## Разгрузка от горного давления и обрушение пород



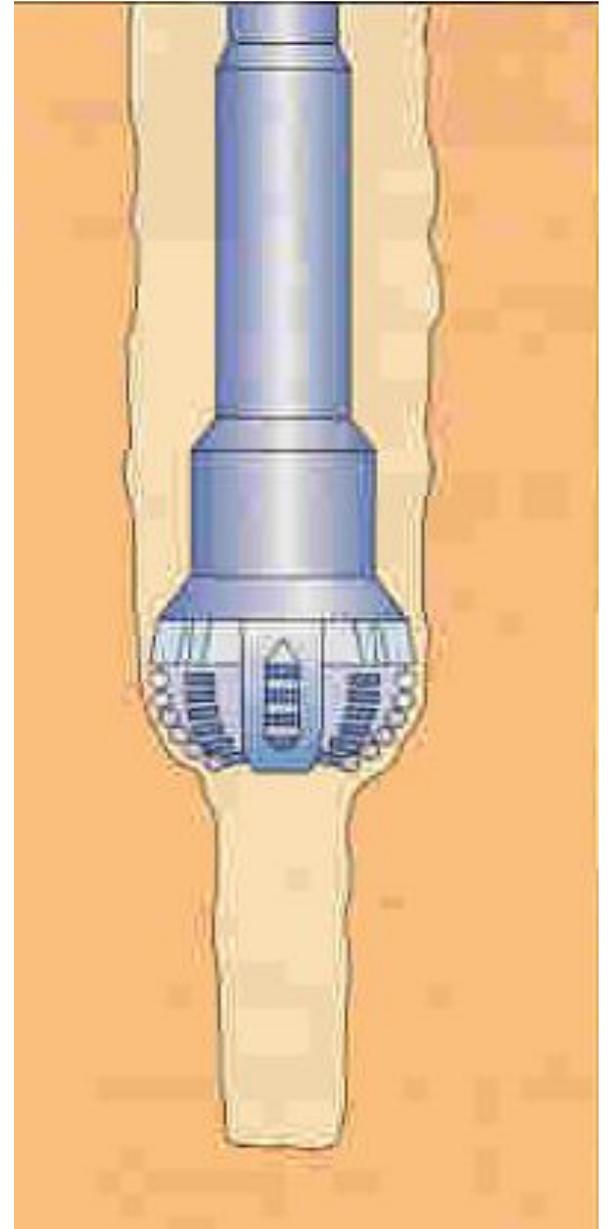
## Желобообразование



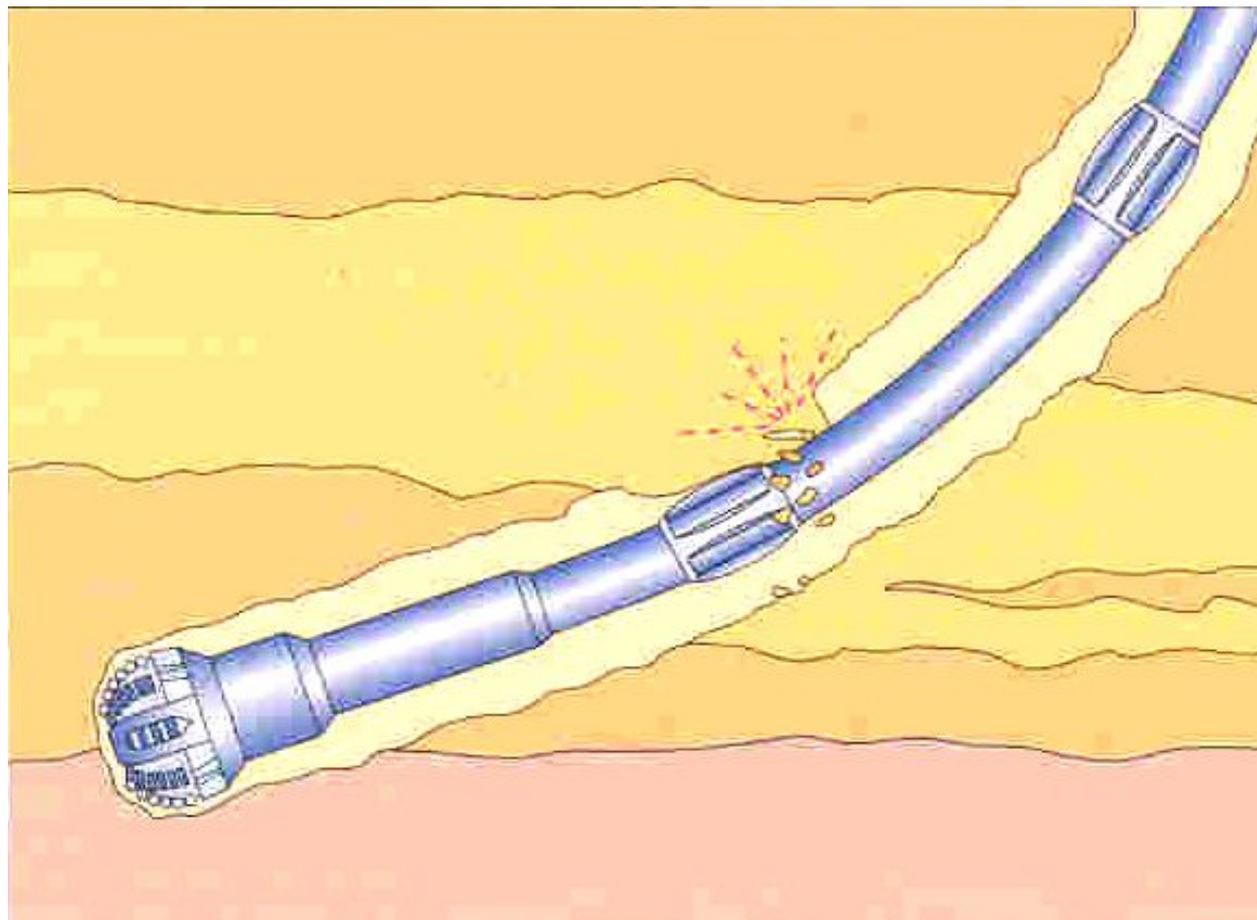
# Сужение ствола скважины

Набухание пород

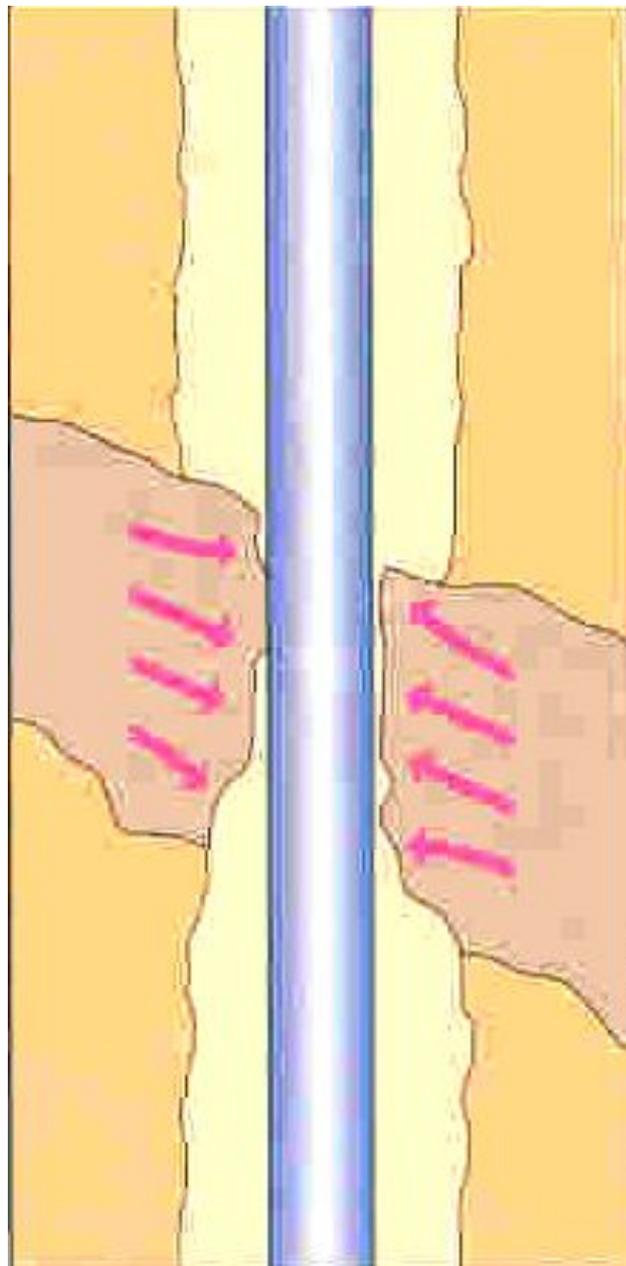
Сработка калибрующей  
поверхности долота



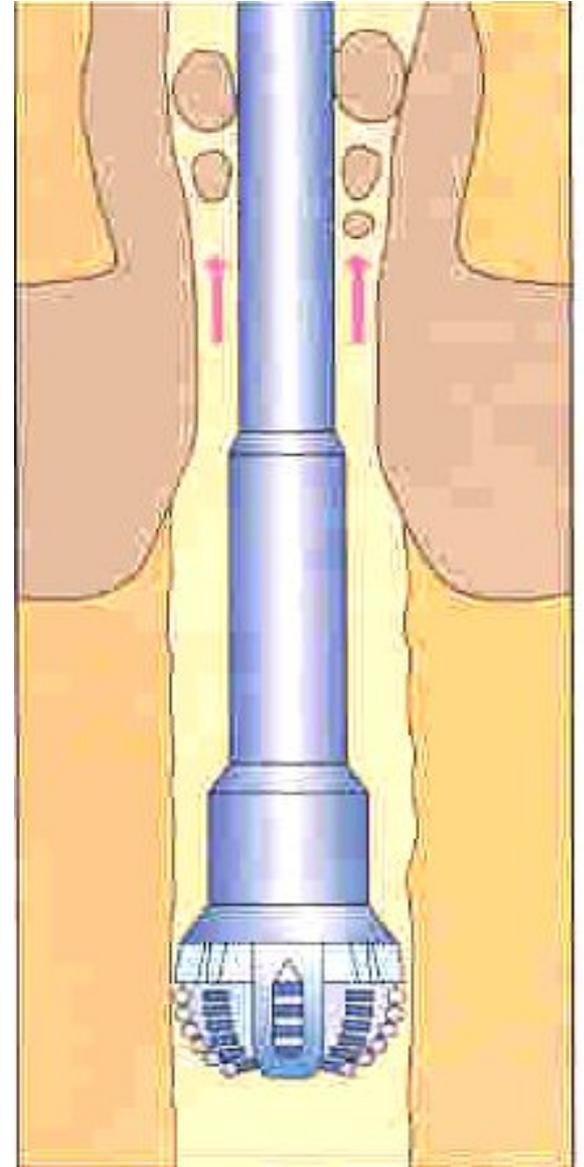
## Уступ в стенке скважины



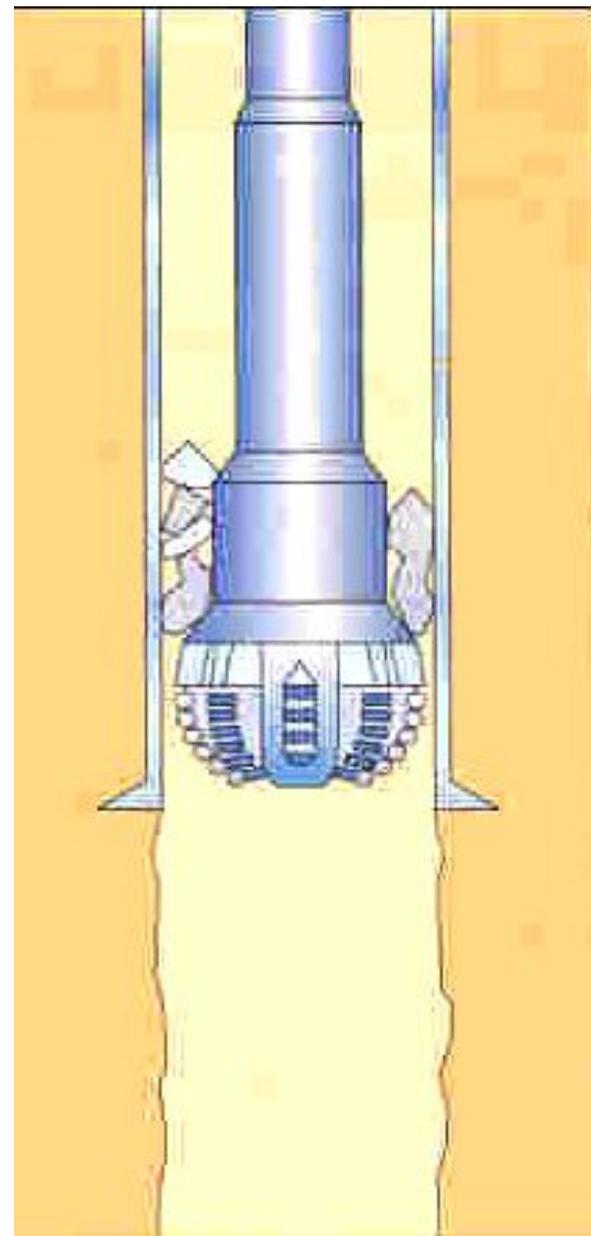
## Пластическое течение пород



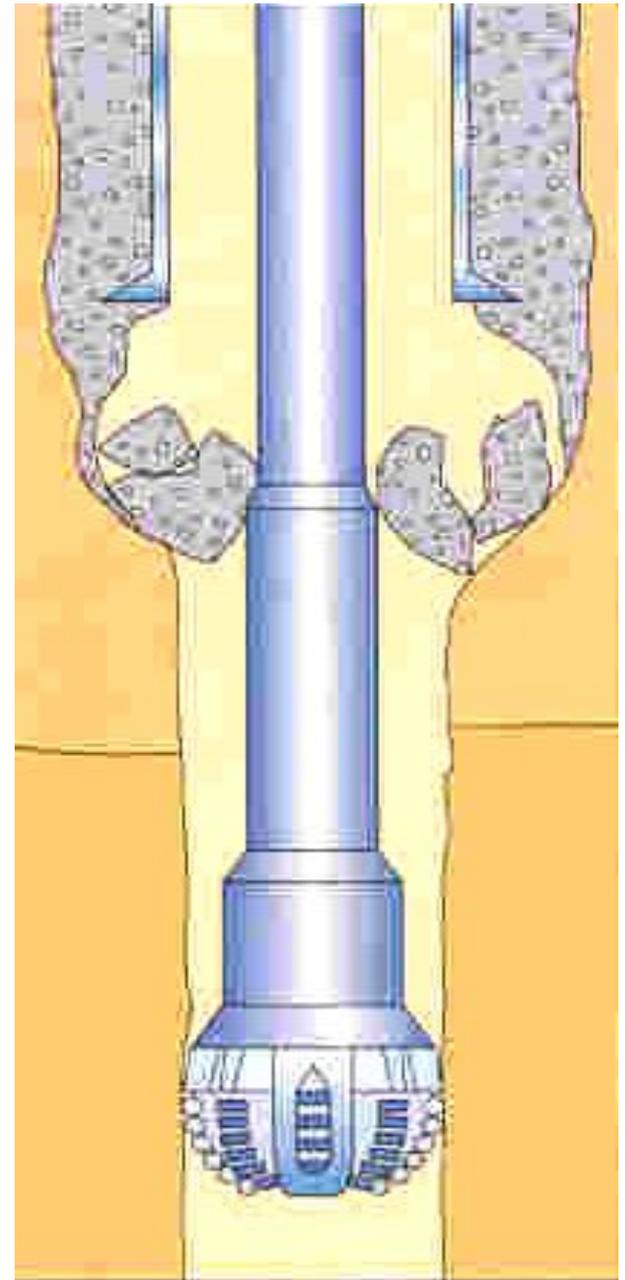
# Породопроявление



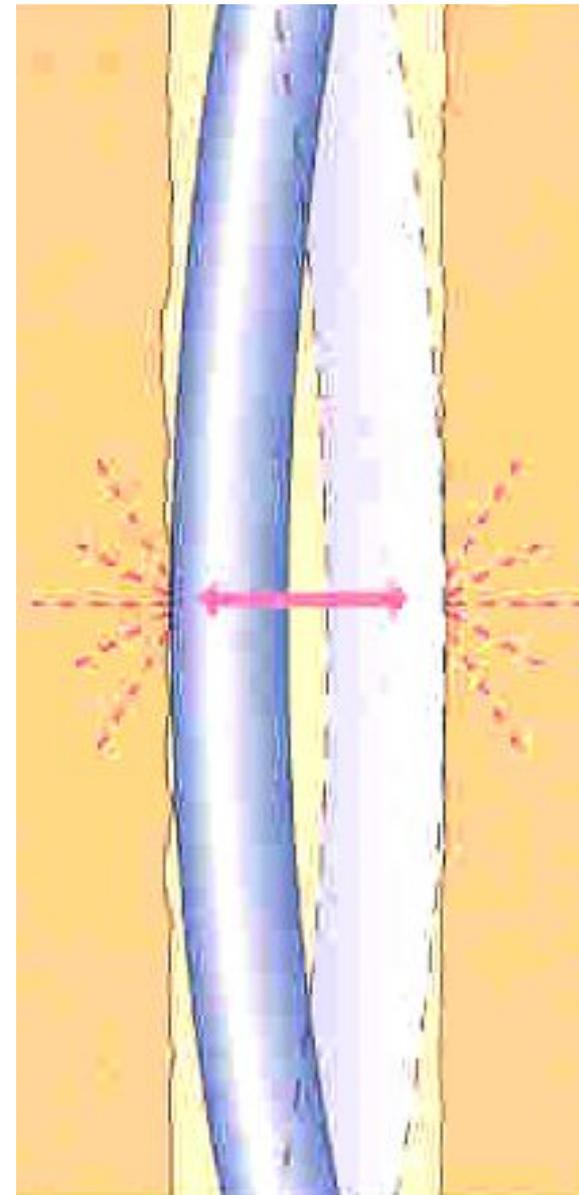
## Заклинивание БК (долота) посторонним предметом



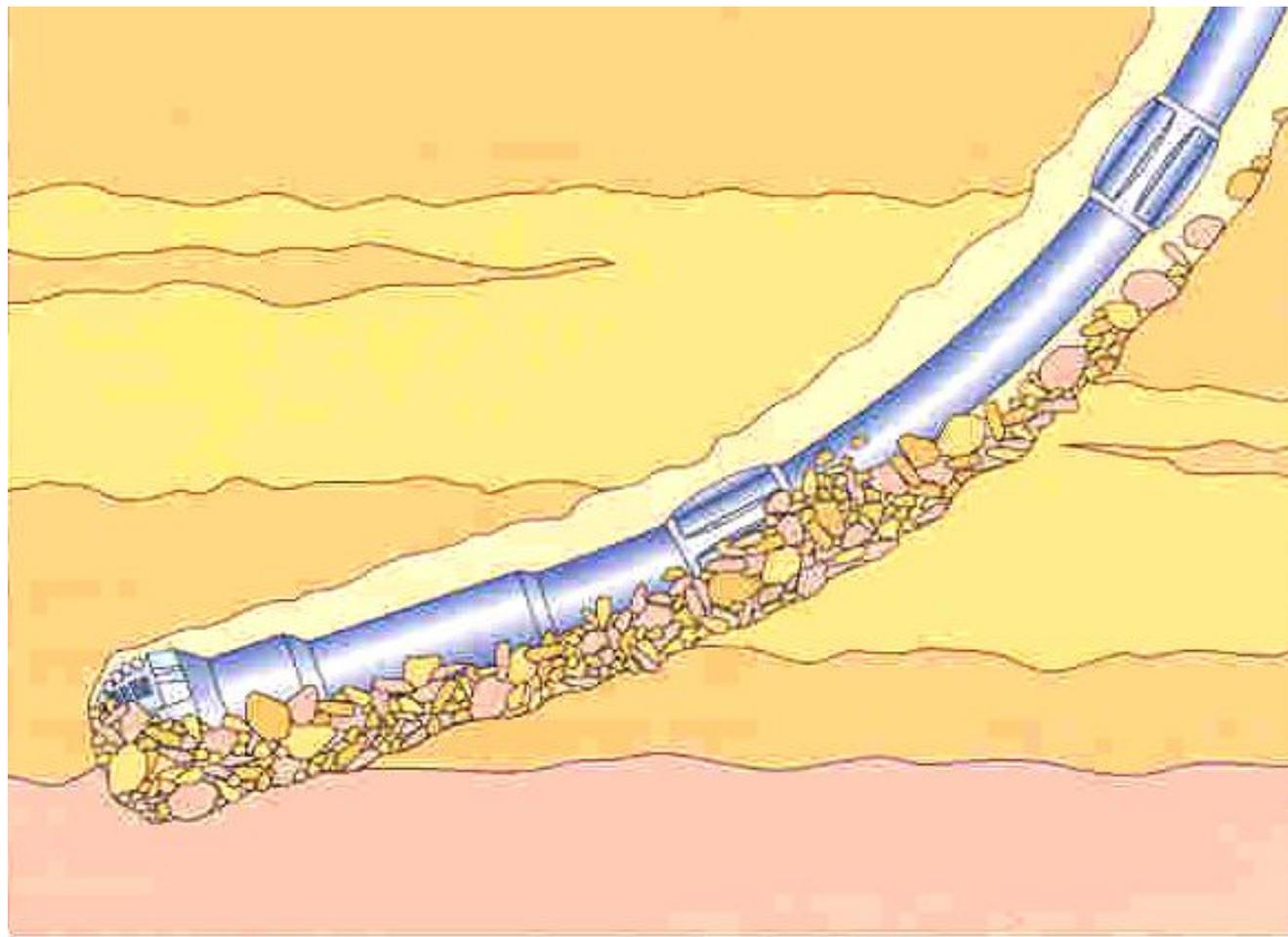
## Заклинивание БК (долота) обломками цементного камня



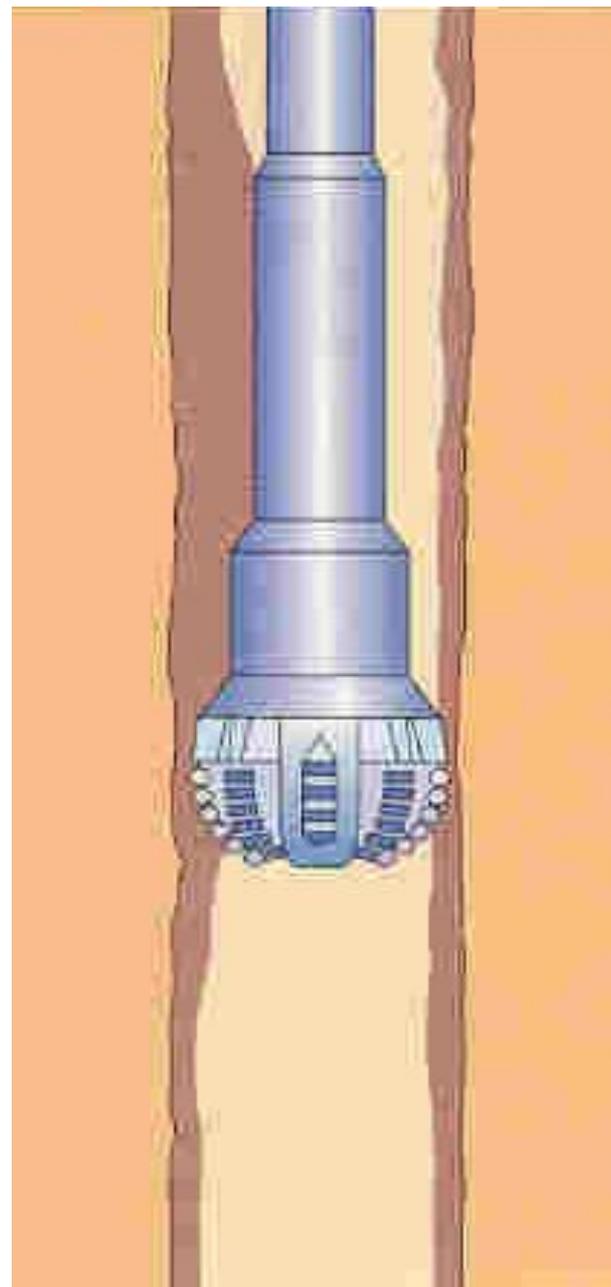
# Вибрация БК



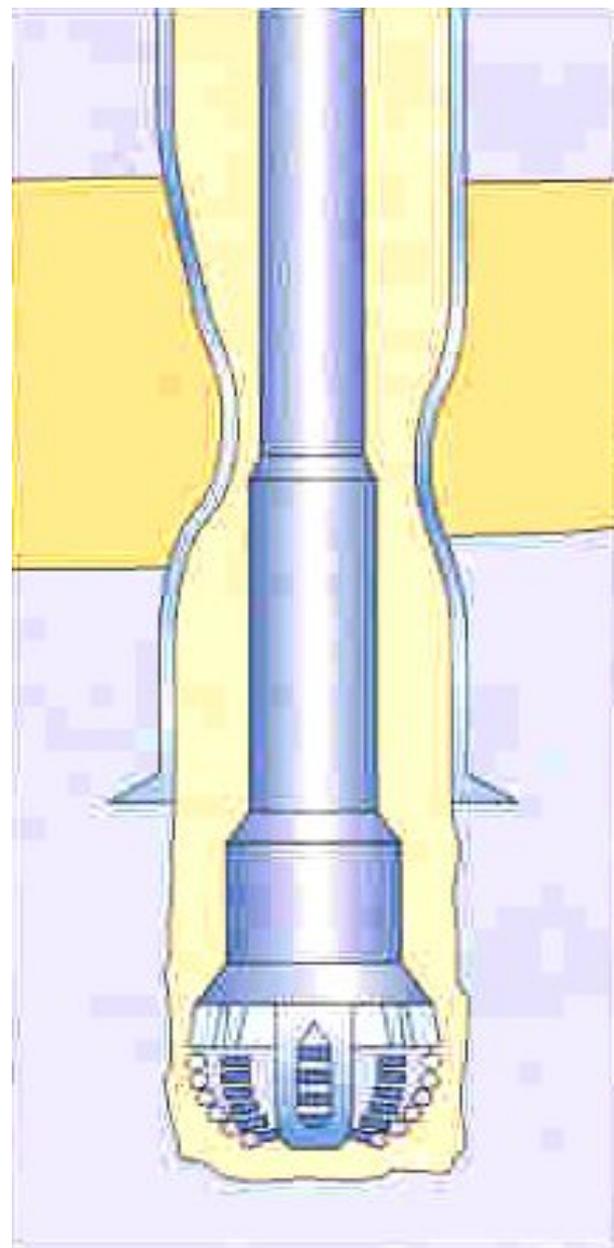
## Неэффективная очистка ствола скважины



## Рыхлая и липкая фильтрационная корка



## Смятие обсадной колонны



## Затяжки и прихваты

**Затяжка** - для подъема колонны из скважины требуется приложить усилие, значительно превышающее вес колонны.

**Прихват** - для трагивания колонны с места требуется приложить усилие, при котором напряжения в трубах приближаются к их прочности, либо усилие, близкое к предельно допустимому для вышки или талевой системы.

## Причины прихватов

- 1. Большая разность между давлением столба промывочной жидкости в скважине и пластовыми давлениями в проницаемых породах.**
- 2. Образование желобов в стенках скважины на участках искривления, сложенных достаточно прочными породами.**
- 3. Обваливание горных пород.**
- 4. Образование сальника из кусков толстых фильтрационных корок, содранных со стенок скважины при перемещении колонны, или из частиц осыпавшихся и разбуренных пород.**
- 5. Большая липкость фильтрационных корок**
- 6. Заклинивание в результате падения в скважину посторонних металлических предметов.**

## Ликвидация затяжек и прихватов

- **Расхаживание** колонны и проворачивание ее ротором при интенсивной промывке скважины.
- **Нефтяная ванна**, если основной причиной прихвата является высокий перепад давлений. Закачивают в скважину порцию нефти (объем порции примерно равен 1,5-2 объемам ствола на участке от забоя до верхней точки прихвата ) и спустя несколько часов вращением и расхаживанием пытаются освободить колонну. Перед установкой нефтяной ванны устье скважины обязательно герметизируют превентором.
- **Солянокислотная** или **водяная ванна**, если причиной прихвата является скопление кусочков неразмокающих в воде пород, н-р карбонатных.

## Ликвидация затяжек и прихватов

- ***Резкое встряхивание*** колонны с помощью забойных гидроударников, вибраторов, небольших гидравлических ударов, взрыва шнурковых торпед малой мощности.

## 17.6. Опасные технологические события (отказы) в технической подсистеме скважины

- **Работоспособное состояние (работоспособность)** – состояние объекта, при котором он способен выполнять заданные функции, сохраняя значения основных параметров в пределах, установленных нормативно-технической документацией.
- **Отказ** - событие, заключающееся в нарушении работоспособности объекта.  
Признаки (критерии) отказов устанавливаются нормативной и технической документацией на данный объект.

## Опасные технологические события (отказы) в технической подсистеме скважины

- **Отказ бурильного инструмента**  
(отвинчивание, обрыв, падение, промыв, заклинивание, прихват)
- **Отказ породоразрушающего инструмента**  
(отвинчивание, разрушение, сработка вооружения, сработка опоры, промыв )
- **Отказ привода породоразрушающего инструмента**  
(отвинчивание, разрушение, засорение, промыв)

## Опасные технологические события (отказы) в технической подсистеме скважины

- **Отказ обсадной колонны** (отвинчивание, разрушение, смятие, падение, повреждение (протираание))
- **Отказ при цементировании колонны обсадных труб** (повреждение узла подвести секции или МСЦ, прихват затвердевшим тампонажным раствором, оголение башмака, недоподъем тампонажного раствора)
- **Отказ крепи скважины** (межпластовые и межколонные перетоки, смятие, протираание)

## 17.7. Ловильный инструмент

**Труболовки наружные и внутренние** предназначены для извлечения из скважин целиком или по частям аварийных колонн бурильных труб.

Захват цангового типа захватывает за наружную поверхность, муфту или высадку трубы.

Изготавливаются правого и левого исполнения.



ТМOM - 89-116

## ТРУБОЛОВКИ ВНУТРЕННИЕ НЕОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ ПЛАШЕЧНОГО ТИПА

Предназначены для извлечения из скважин целиком или по частям аварийной колонны бурильных или обсадных труб при проведении ловильных работ. Захват производится за внутреннюю поверхность трубы.

**У** - удлиненная конструкция (увеличено количество плашек с целью улучшения сцепления труболовки с трубой);

**П** - с промывочным отверстием (для восстановления циркуляции через аварийную колонну труб);

**Л** - левого исполнения

Пример обозначения:

**ТВП-127 Л** Труболовка внутренняя плашечная с промывочным отверстием для захвата труб условным диаметром 127 мм, левого исполнения.



## ТРУБОЛОВКИ ВНУТРЕННИЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ ПЛАШЕЧНОГО ТИПА

Предназначены для для извлечения из скважины целиком или по частям аварийной колонны бурильных или обсадных труб при проведении ловильных работ. Захват производится за внутреннюю поверхность трубы. Конструкция труболовок обеспечивает возможность освобождения от аварийного объекта при невозможности извлечения его из скважины. Труболовки имеют промывочное отверстие для восстановления циркуляции через аварийную колонну. Изготавливаются правого и левого исполнения.

Пример обозначения:

**ТВМ-168** Труболовка внутренняя механическая освобождающаяся для захвата труб условным диаметром 168 мм (**ТВМ-168 Л** - левого исполнения).



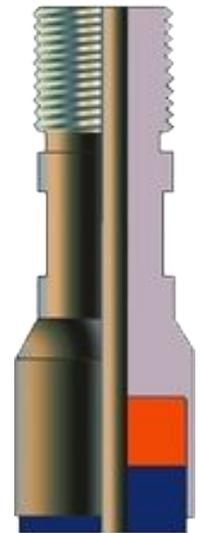
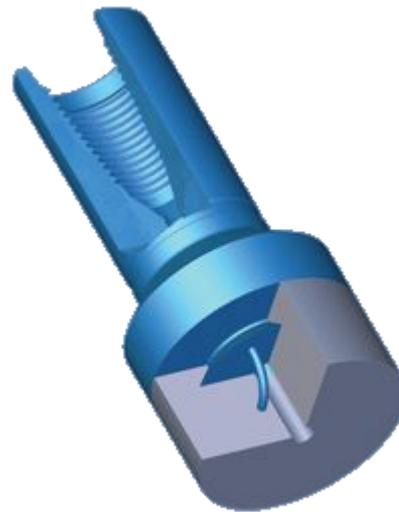
## Печати свинцовые

Предназначены для получения на торцевой или боковой поверхности отпечатков предметов, находящихся в скважине. Для определения поверхности смятия или размыва обсадных труб применяют **коническую печать** — металлический стержень с отверстием внутри для промывочной жидкости и с кольцевыми выточками для прочной связи свинца с корпусом. Внешнюю часть печати по шаблону заливают свинцом. В верхней части она имеет резьбу для присоединения к бурильной колонне.



## Печати свинцовые

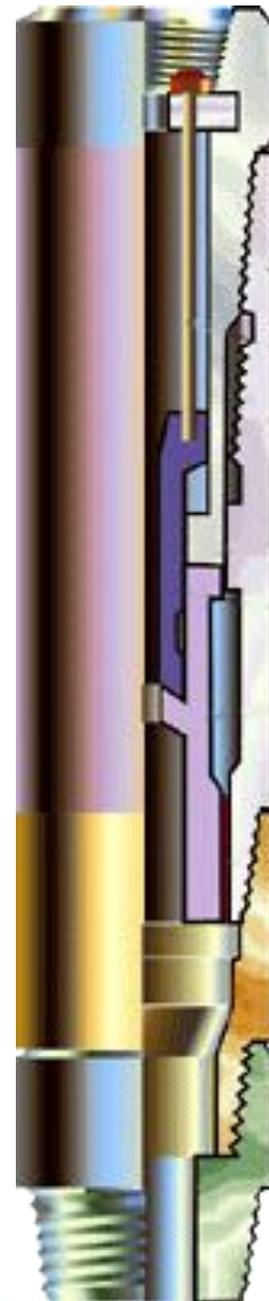
Для определения характера слома бурильных труб и положения их по отношению к центру скважины используют **плоские печати**, с помощью которых определяют положение долота и металлических предметов, находящихся на забое.



## Безопасные переводники БП (РК)

Безопасный переводник (разъединитель колонны) предназначен для отсоединения от прихваченного инструмента в заданном месте с последующим присоединением ловильной компоновки к ловильной трубе БК.

Для срабатывания механизма в бурильные трубы бросают металлический шар. Двигаясь вместе с потоком бурового раствора, он поступает в механизм и снимает блокировку левой резьбы, соединяющей ниппель и корпус разъединителя. После чего при правом вращении труб ротором отвинчивают, а затем поднимают на поверхность часть колонны расположенную выше переводника. В оставшемся корпусе предусмотрена правая муфтовая резьба для присоединения ловильного инструмента



## Метчики

Предназначены для извлечения из скважины бурильной колонны, оканчивающейся муфтой или ниппелем бурильного замка, утяжеленной бурильной трубой, переводником, высаженной частью бурильной трубы и, как исключение, тонкой частью трубы путем захвата их за внутреннюю поверхность.

Метчики МБУ применяют для захвата извлекаемой колонны ввинчиванием в тело.

Метчики МЭУ врезаются во внутреннюю поверхность трубы и муфты ввинчиванием.



## Метчики

Метчики МЭС и МСЗ предназначены для извлечения из скважины бурильной колонны, оканчивающейся муфтой или ниппелем бурильного замка, утяжеленной бурильной трубой, переводником, высаженной частью бурильной трубы и, как исключение, тонкой частью трубы путем захвата их за внутреннюю поверхность.

Метчики МСЗ используют для захвата ввинчиванием в замковую резьбу.

Метчики МЭС врезаются во внутреннюю поверхность трубы и муфты ввинчиванием.



## Колокола ловильные

Колокола ловильные типа К предназначены для захвата с последующим извлечением оставшихся в скважине колонны бурильных труб путем навинчивания на их наружную поверхность.



## Колокола ловильные сквозные

Колокола ловильные сквозные типа КС обеспечивают пропуск сквозь корпус оборванного или безмуфтового конца ловимой трубы с последующим захватом путем нарезания резьбы на наружной поверхности замков или муфты и извлечением оставшихся в скважине колонны труб.

Колокола изготавливаются правыми и левыми.





# Обрушение

# Управление качеством

Труболовка наружная механическая освобождающаяся (ТМО-89-116) предназначена для захвата за муфту или высадку и подъема целиком аварийной колонны насосно-компрессорных, бурильных труб диаметром 60 или 73 мм. Труболовка имеет надежный захватный механизм, предотвращающий ложное освобождение аварийного инструмента при подъеме. Конструкция труболовки обеспечивает освобождение от аварийного объекта при невозможности извлечения его из скважины. Изготавливаются правого и левого исполнения

Труболовка наружная механическая освобождающаяся модифицированная (ТМОм — 89-116) предназначена для захвата за муфту или высадку и подъема целиком или по частям аварийной колонны насосно-компрессорных, бурильных труб диаметром 60 или 73 мм. Труболовка аналогична ТМГ - 89-1 16, но имеется возможность передачи крутящего момента аварийной колонне труб. Изготавливаются правого и левого исполнения

# Управление качеством

Колокола типа К предназначены для захвата с поседующим извлечением оставшейся в скважине колонны бурильных или насосно-компрессорных труб путем врезания навинчиванием на их наружную поверхность. Полный установленный ресурс по числу нарезаний - 2 раза. Гарантийный срок эксплуатации - 12 месяцев. Предназначены для работы во всех макроклиматических районах по ГОСТ 16350-80.

## ***12.1. K***

## 12.1. К

Фрезер колонный конусный ФКК применяют для фрезерования поврежденных участков обсадных колонн.

Фрезеры изготавливаются двух видов: с боковыми и центральными промывочными отверстиями. Режущими элементами фрезеров являются пластины из твердого сплава марки ВК8, вставленные в пазы и припаянные латунным припоем.

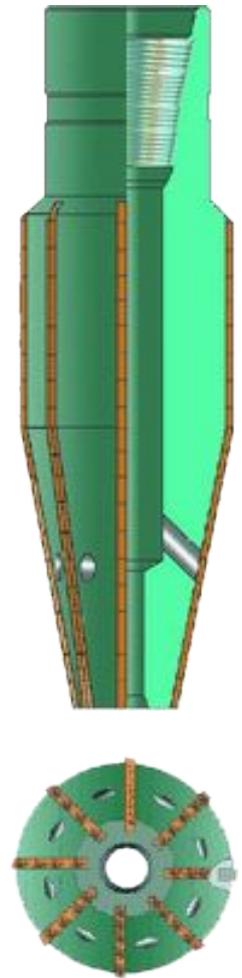
Смятые и сломанные поверхности труб фрезеруют при следующем режиме:

Частота вращения ротора 60-120 об/мин.

Первоначальная осевая нагрузка 5 кН.

Равномерное повышение нагрузки в период фрезерования до 20 кН.

Расход промывочной жидкости 12 л/с.



## 12.1. К

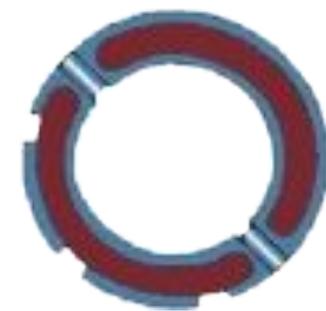
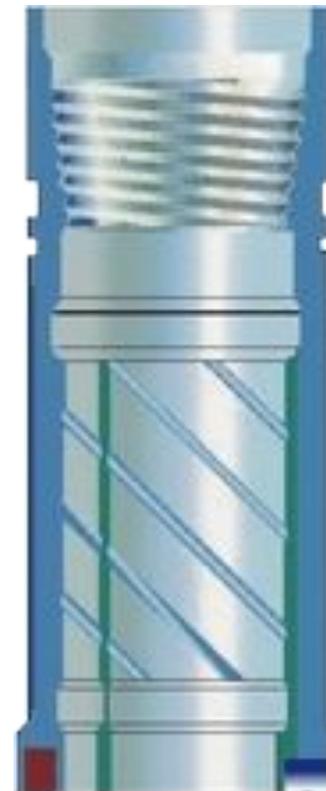
Фрезеры истирающие-режущие кольцевые типа ФК предназначены для фрезерования прихваченных бурильных труб в обсаженных скважинах.

Фрезеры изготавливаются, как левого, так и правого вращения.

Фрезер состоит из цилиндрического корпуса, нижний конец которого армирован композиционным материалом из дробленого твердого сплава.

На внутренней поверхности корпуса нарезаны винтовые пазы, пересекающие вертикальные каналы, выполненные в теле корпуса.

Направление пазов противоположно направлению вращения фрезера. Наличие пазов обеспечивает равномерное охлаждение фрезера в процессе работы, при производительности насоса 10-12 л/с.

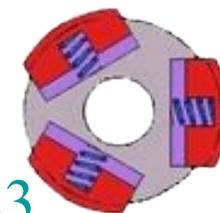
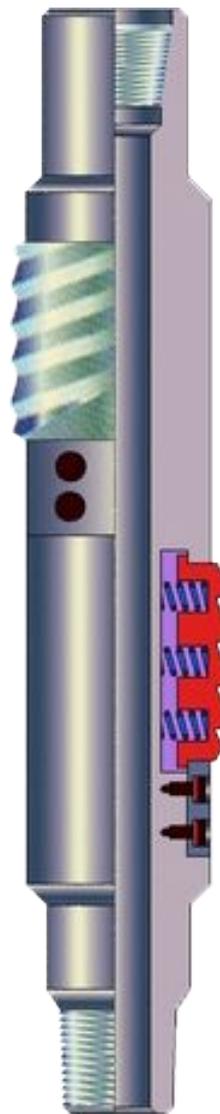


## 12.1. К

Скребки СМ-146 и СМ-168 предназначены для очистки внутренних поверхностей обсадных колонн нефтяных, водяных и газовых скважин диаметрами 146 мм и 168 мм соответственно от продуктов коррозии, затвердевшей корки бурового и цементного растворов, следов перфорации и других наслоений, а также для восстановления проходимости ствола скважины по внутреннему диаметру.

Скребки эксплуатируются в среде бурового раствора, воды, нефти и минерализованной пластовой жидкости с температурой до 100 0С, для умеренной и холодной климатических зон по ГОСТу 16350-80.

Скребки колонные раздвижные СКР-60 и СКР-73 предназначены для депарафинизации труб фонтанных, компрессорных и оборудованных погружными электронасосами, нефтяных скважин.



## 12.1. К Шламоуловители

Предназначены для улавливания и удаления с забоя металлического скрапа в процессе бурения.

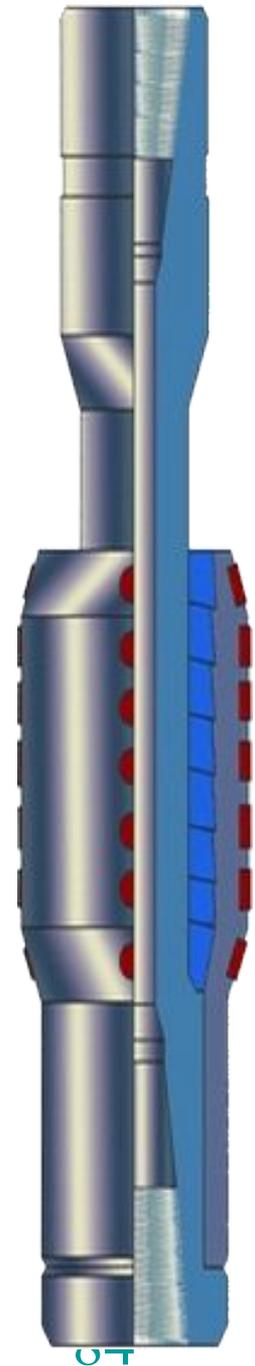
Шламоуловитель состоит из корпуса с двумя внутренними соединительными резьбами и одной наружной монтажной резьбой левой, на которую наворачивается ловушка.

Внутренняя поверхность ловушки выполнена в виде левой ленточной резьбы.

Шламоуловитель может эксплуатироваться как при роторном, так и при турбинном способах бурения.

Для работы шламоуловитель устанавливается в КНБК непосредственно над долотом. При работе поток жидкости поднимает частицы скрапа, которые, попадая во внутреннюю часть ловушки по левой ленточной резьбе отбрасываются в нижнюю часть ловушки.

Свинчивание и отвинчивание составных частей шламоуловителя, его крепления и раскрепления в компоновке низа бурильной колонны производится машинными ключами при заторможенном роторе



## 12.1. К Калибратор

Используется в качестве элемента КНБК для:

- калибрования ствола скважины по диаметру долота.
- улучшения условий работы долота.
- уменьшения кривизны скважины.

Калибраторы со **спиральными лопастями** полностью перекрывают в плане сечение скважины и образуют непрерывный круговой контакт с ее стенкой. Используются при турбинном бурении пород средней твердости и твердых. Калибраторы с **прямыми лопастями** позволяют снизить гидравлическое сопротивление при бурении мягких пород, склонных к набуханию и образованию толстой глинистой корки.

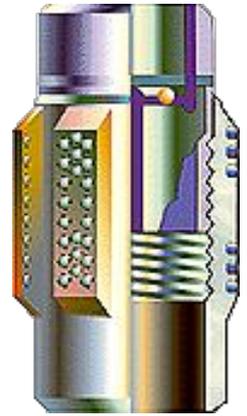


## 12.1. К Передвижные центраторы ЦДП

Предназначены для управления зенитным углом скважины со стабилизацией азимута.

Центратор состоит из муфты с шестью прямыми лопастями, армированными износостойким твердосплавным вооружением, и цанги с одной ступенчатой прорезью.

Центраторы 3-ЦДП могут устанавливаться в КНБК с меньшим радиальным зазором между корпусом забойного двигателя и стенкой скважины. Простота конструкции, минимум деталей, большая площадь контактной поверхности цанги обеспечивают простоту и удобство манипуляций с центратором в условиях буровой, высокую надежность и большие усилия страгивания центратора после закрепления. Ступенчатая прорезь цанги исключает заедание резьбы при сжатии цанги, позволяет надежно прогнозировать необходимое усилие страгивания в пределах 100-500 кН в зависимости от момента свинчивания 25-56 кН.м.



## 12.1. К Центраторы ЦЗД

Предназначены для центрирования забойного двигателя и компоновки низа буровой колонны при бурении нефтяных и газовых скважин



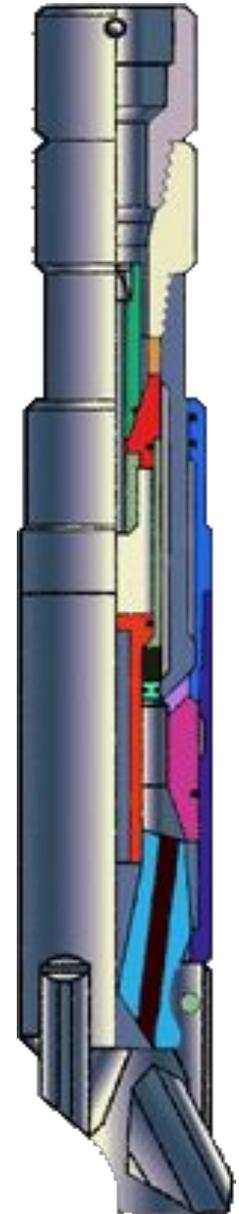
## 12.1. К Центраторы долота

Предназначены для центрирования долота при бурении нефтяных и газовых скважин. Центрирование происходит за счет упругих лопастей центратора. Армированные «Релитом» пояски центратора позволяют увеличить срок службы его лопастей.



## 12.1. К Расширители типа РРБ

Предназначены для расширения скважин в породах средней твердости при подготовке стволов под спуск обсадных колонн.



## 12.1. К Двигатель отклонитель шарнирный ОШ 172.00.000

Предназначен для бурения искривленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин.

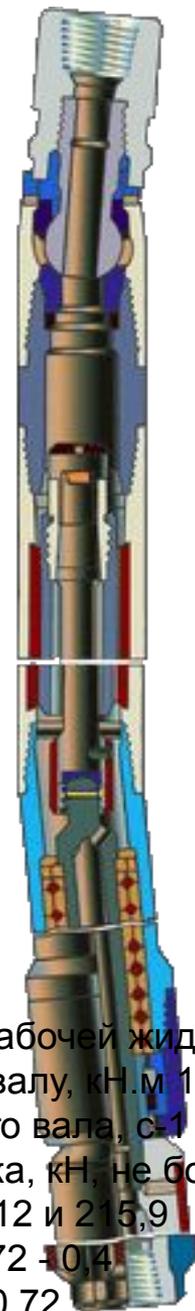
Отклонитель состоит из шпинделя, винтовой пары, калибратора, одноплоскостного или кругового шарнира, возможна установка переводника ОШ 172.08.063.

Отклонитель шарнирный относится к машинам объемного гидростатического действия и имеет ряд преимуществ по сравнению с другими отклонителями:

- Самая короткая шпиндельная часть. Это способствует интенсивному набору угла;
- Единственный винтобур, который оснащен вращающимся калибратором, который стоит к долоту ближе, чем у других центраторов. Завод поставляет калибраторы различных размеров: для набора кривизны и для стабилизации прямых участков;
- Оснащен одноплоскостным шарниром, что значительно влияет на интенсивность набора угла;
- У ОШ-172 самая большая интенсивность набора угла 1,0 град/м по сравнению с другими винтовыми двигателями;
- Ротор винтового двигателя защищен от всплывания при спуске инструмента креплением

на корпусе торсиона болтом с гайкой и контрогайкой;

1. Расход бурового раствора рабочей жидкости, м<sup>3</sup>/с 0
2. Момент силы на выходном валу, кН.м 1,5 : 3,0
3. Частота вращения выходного вала, с-1 1,33:1,83
4. Допускаемая осевая нагрузка, кН, не более 150
5. Диаметр калибратора, мм 212 и 215,9
6. Диаметр отклонителя, мм 172 - 0,4
7. Диаметр ниппеля, мм 195 - 0,72
8. Длина отклонителя, мм 3370
9. Масса отклонителя, кг 110



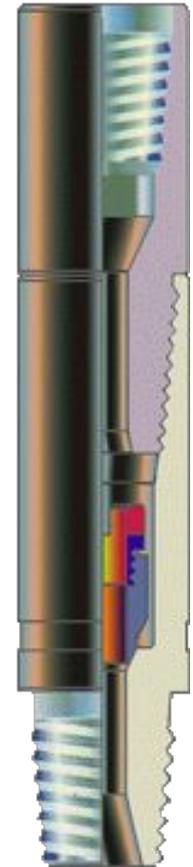
## 12.1. К

Переводник опрессовочный ПОБТ 1-89 с плавающей пробкой предназначен для опрессовки элементов бурильной колонны как в целом, так и поинтервально, с целью определения мест не герметичности.

Конструкция опрессовочного переводника включает переводник и корпус, внутри которого находится плавающая пробка с мембраной.

1. Наружный диаметр, мм 105
2. Длина, мм 435
3. Давление разрушения мембраны кг/см<sup>2</sup> 150+15
4. Масса, кг 19
5. Присоединительные резьбы ГОСТ Р50 864-96  
верхняя (муфта): 3-86  
нижняя (ниппель): 3-86

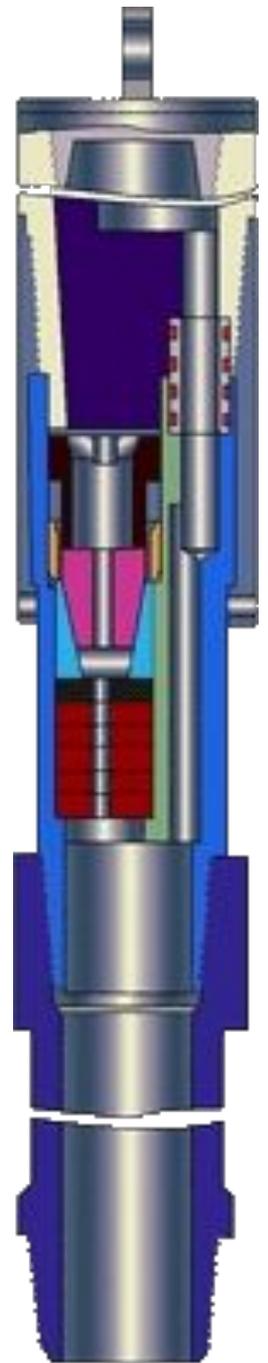
Примечание: Давление разрушения мембраны может быть изменено по требованию заказчика.



## 12.1. К

Переводник кабельный ПК1-195 применяется для передвижения каротажных приборов в скважинах, имеющих угол наклона более 55-60°, то есть когда силы трения превышают силу собственной тяжести приборов.

1. Наружный диаметр, мм 195
2. Длина, мм 1431
3. Расчетная допустимая нагрузка, кН 150
4. Давление герметизации каротажного кабеля при одновременном перемещении глубинного прибора к забою скважины, кг/см<sup>2</sup> 150
5. Масса, кг 145
6. Присоединительные резьбы:  
верхняя муфта 3-147  
нижняя ниппель 3-147
7. Нарботка на отказ без ремонта, ч 50



## 12.1. К

Гидравлические ударные механизмы предназначены для ликвидации прихватов инструмента в скважинах единичными ударами, направленными вверх или вниз, в зависимости от сборки механизма.

Для изменения направления удара требуется несложная переналадка. Интенсивность ударной нагрузки легко регулируется бурильщиком. Механизм работает в любом буровом растворе.

По желанию заказчика возможно изготовление левого исполнения механизмов.



## 12.1. К

УБТ со спиральными канавками применяется при бурении глубоких скважин для снижения возможности прихвата инструмента



## 12.1. К

Замки для бурильных труб предназначены для соединения в колонны бурильных труб по ГОСТ 631-63. Замок состоит из двух деталей - ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой.

Замки изготавливают по ГОСТ 5286-58, который предусматривает соединения трех типов, отличающихся между собой гидравлическими и прочностными характеристикам:

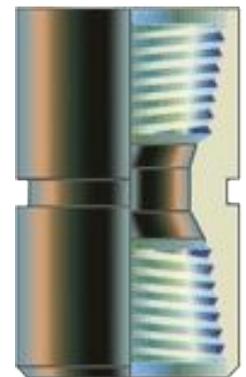
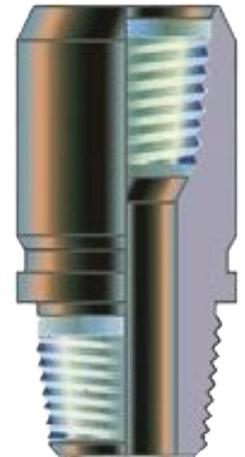
ЗН - замок с нормальным проходным отверстием;

ЗШ - замок с широким проходным отверстием;

ЗУ - замок с увеличенным проходным отверстием.

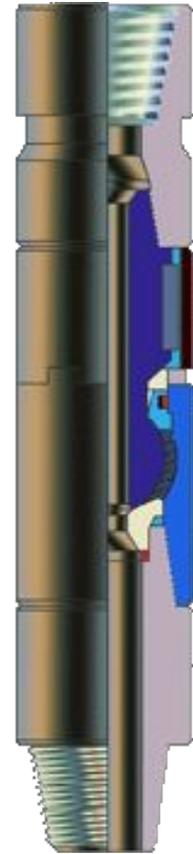
Наиболее распространено применение замков ЗШ.

Замки могут быть изготовлены из стали, отличающейся по химическому составу и механическим свойствам от стали бурильных труб. Замкам придают такие показатели механической прочности и износостойкости, какие необходимы для замкового соединения.



## 12.1. К

Муфта шарнирная предназначена для работы, как на искривленных, так и прямолинейных участках горизонтальных скважин. Служит для передачи крутящего момента от винтового забойного двигателя на долото.



## 12.1. К

Турбина турбобура - многоступенчатая. Состоит из системы дисков статора и системы дисков ротора, из которых первая связана с корпусом, а вторая с валом турбобура.

Каналы турбины образуются равномерно размещенными по окружности проточной части дисков лопатками, установленными наклонно к осевой плоскости турбины. Лопатки дисков статора и ротора имеют противоположные направления наклона (правое и левое). Профилю лопаток придается обтекаемая форма, чтобы обеспечить, возможно, меньшие вредные сопротивления в проточной части турбины.

Опытный завод ВНИИБТ выпускает следующие модификации турбин:

ТВ1-102; А7ПЗ-БК; Т21-16,5; А9ПЗ-Т2.



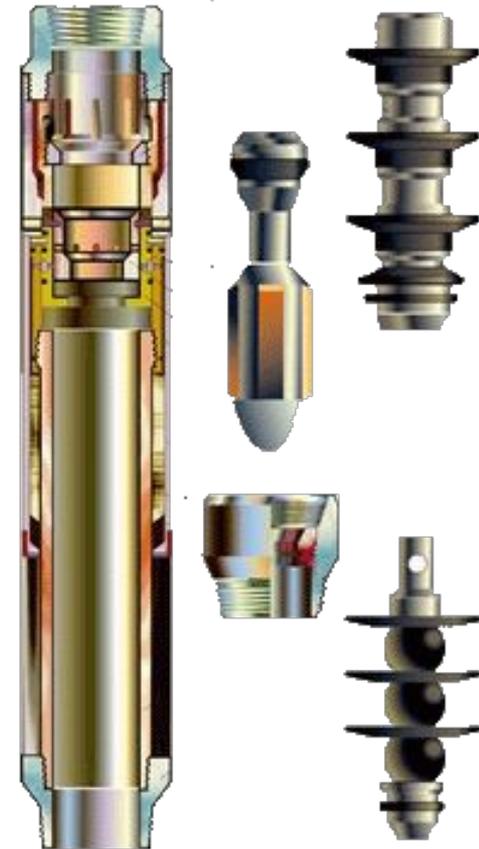
## 12.1. К

Пакер предназначен для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины с герметичной изоляцией поглощающих горизонтов или продуктивных пластов от вышерасположенного заколонного пространства скважины.

Рабочая среда, в которой работает пакер в скважине - минерализованная пластовая вода, нефть и газ, тампонажный или буровой раствор с плотностью до 2,4 г/см<sup>3</sup>, обработанные химическими реагентами.

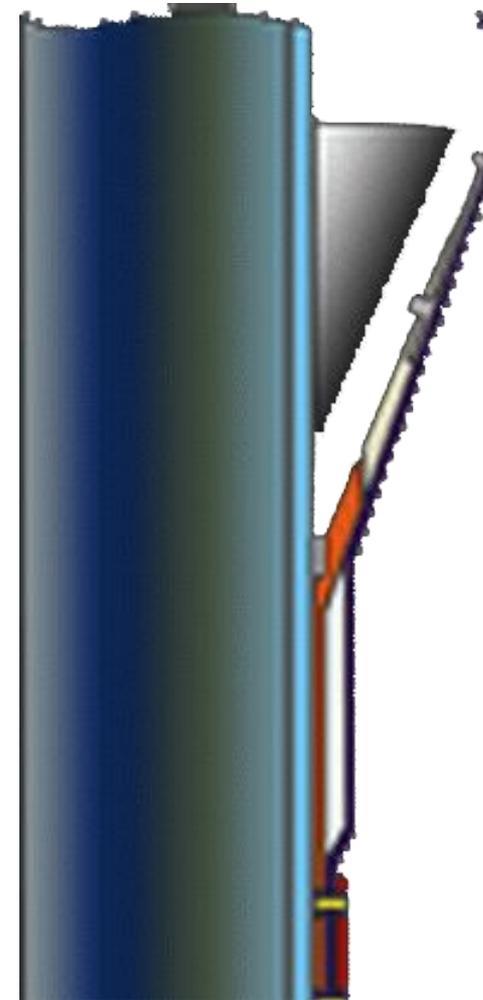
Пакер спускается в скважину в составе обсадной колонны для одноразового использования и работает без обслуживания и ремонта.

Пакеры двухступенчатого и манжетного цементирования ПДМ применяются в наклонном и горизонтальном стволе скважины, для ее манжетного цементирования при комплектации соответствующими для этих целей пробками. При заказе оговаривается "Для горизонтальных скважин".



## 12.1. К

Экранирующее устройство УЭЦС-245 предназначено для создания седиментационно уплотненной цементной перемычки и ограничения седиментационных процессов в тампонажном растворе, заполняющем заколонное пространство скважины, а также для удержания столба тампонажного раствора вблизи устья скважины. После окончания цементирования лепестковые манжета и обечайка экранирующего устройства, достаточно плотно контактируя между собой и со стенкой скважины (в частности не круглого сечения), образуют платформу для седиментации твердой фазы тампонажного раствора. На ней самопроизвольно формируется уплотненная цементная перемычка, препятствующая вместе с экранирующим устройством опусканию столба тампонажного раствора вблизи устья скважины.



## 12.1. К

Пакер гидромеханический двухманжетный предназначен для:

- Надежной изоляции близкорасположенных газонефтеводоносных пластов;
- Обеспечения оптимизации условий формирования и службы кольца цементного камня в прилегающих зонах;
- Исключения проникновения пластового газа или агрессивной жидкости в твердую тампонажную смесь;
- Смежных участков колонны;
- Защиты цементного камня от ударной волны при перфорации, сохранения его контакта с трубами при изменении осевых нагрузок на колонну;
- Введения жидкой добавки для объемного увеличения твердеющего тампонажного раствора.



## 12.1. К

Пакер механический предназначен для уплотнения колонны насосно-компрессорных и бурильных труб в обсадной колонне скважины при проведении операций по воздействию на призабойную зону. Условия применения — умеренная климатическая зона по ГОСТу 16350-80. Категория размещения при эксплуатации 5 по ГОСТу 15150-69. Допускаемая кислотность рабочей среды pH 7.

Принцип действия пакера заключается в следующем: В скважину пакер спускается на колонне труб. При этом фиксатор удерживает шлипсодержатель в крайнем нижнем положении относительно ствола. При повороте колонны труб по часовой стрелке фиксатор выходит в длинную прорезь паза на стволе, освобождая шлипсодержатель. При опускании колонны труб шлипсы под действием пружин прижимаются к стенке скважины и удерживаются на месте, и конус заклинивает их в обсадной трубе. Приложенная к пакеру нагрузка от веса колонны труб через головку и опору передается манжетам. Они деформируются и уплотняют пакер. При натяжении колонны труб манжеты восстанавливают свою первоначальную форму, конус освобождает шлипсы, и пакер снимается с места установки.



## 12.1. К

Опытным заводом ВНИИБТ и внедряется сервисной компанией “Мастер пакер”. Пакер является полнопроходным, высокоэффективным, компрессионно устанавливаемым пакером: он используется для тампонажных работ, кислотной обработки, гидравлического разрыва пласта или испытания скважин. Пакер оснащен башмаками якоря плунжерного типа, трехэлементной системой пакеровки и внутренним перепускным клапаном большого диаметра для надежной и безаварийной эксплуатации. Пакер ПГЕ-1 может быть спущен самостоятельно или с извлекаемой мостовой пробкой. Во время проведения ремонтных работ в условиях высокого давления, пакер удерживается в месте посадки при помощи интегральной гидравлической системы зацепляющихся шлицов. Необходимое для работы системы давление отбирается не прямо из насосно-компрессорных труб, а из-под уплотняющих элементов, что предотвращает засорение ее шламом и цементом.

Пакер ПГЕ-1 имеет интегральную перепускную систему, позволяющую компенсировать разность давления в пакере в момент его извлечения и обеспечивающую защиту гидравлических шлицов во время работы, а также более легкую циркуляцию, имеет автоматический замок для посадки и реализации его в транспортное положение в скважинах. Пакер может эксплуатироваться как в режиме “по часовой стрелке”, так и “против”.



## 12.1. К

Пакер манжетный ПРСМ предназначен для поинтервальной опрессовки обсадных колонн с целью определения мест негерметичности, а также для закачки тампонажных материалов и химических реактивов в заданные интервалы продуктивных пластов.

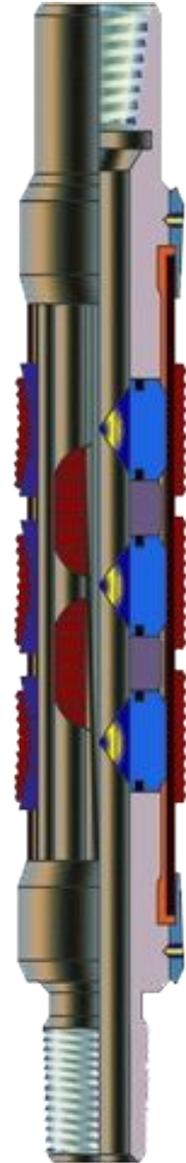
Пакер ПРСМ1 спускается в обсадную колонну на трубах НКТ по ГОСТ 633-80 и устанавливается на заданной глубине.

Конструкция гидравлического пакерующего устройства ПРСМ включает два уплотнительных узла, оснащенных резиновыми уплотнительными манжетами и расположенный между ними клапанный узел.



## 12.1. К

Якорь предназначен для удержания пакера на месте установки при проведении в скважинах ремонтных работ и операции по воздействию на пласт в условиях умеренной климатической зоны по ГОСТ 16350-80.



## 12.1. К

Для бурения, с отбором керна, выпускаются керноприемные устройства, применяемые при различных по физико-механическим свойствам горных породах и условиях бурения:

- серия **"Недра"** - для не осложненных условий бурения скважин;
- серия **"Кембрий"** - для условий бурения в рыхлых слабосцементированных и трещиноватых горных породах;
- серия **"Силур"** - для бурения в осложненных осыпями и обвалами условий;

Предлагаемые керноприемные устройства имеют преимущества по сравнению с зарубежными аналогами. Существенным преимуществом является конструкция регулировочной головки. Требуемый зазор, между башмаком кернорвателя и бурильной головки достигается без извлечения керноприемника и его подвески, что экономит время вспомогательных работ на буровой и повышает безопасность труда персонала. Корпус и керноприемник, изготовлены из цельнотянутых легированных стальных труб. Специальная обработка корпуса снижает интенсивность износа и повышает срок службы соединений. Конструкция узла подшипников подвески предотвращает вращения керноприемника.

Керноприемные устройства «Недра», «Силур», «Кембрий» могут использоваться в одно и многосекционной сборке. Все устройства могут использоваться на различных глубинах, при любых реальных температурах и режимах бурения.

С устройствами может быть поставлен любой набор кернорвателей.



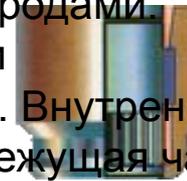
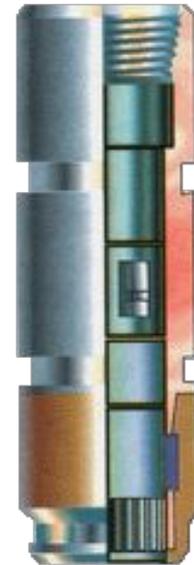
## 12.1. К

Для отрыва и удержания керна различных по составу и свойствам горных пород, предлагаются следующие кернорватели:

Цанговый кернорватель предназначен для отрыва и удержания керна, представленного монолитными породами. Он имеет направляющую «юбку» для предохранения от перекоса при осевом перемещении в башмаке. (см. рис. 1)

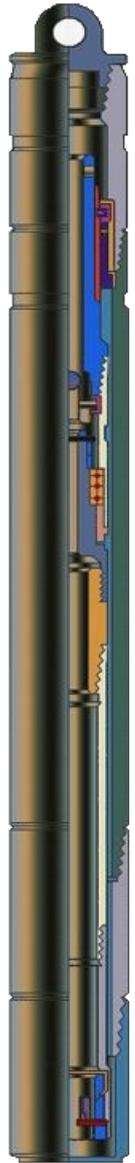
Рычажковый кернорватель служит для отрыва и удержания керна, представленного средними и мягкими породами. Рычажковый кернорватель состоит из обоймы и размещенных в ней подпружиненных рычажков. Внутренняя поверхность цангового кернорвателя, а также режущая часть рычажков, наплавлена твердым сплавом «РЭЛИТ». (см. рис. 2)

Компоновка кернорвателей включает в себя цанговый и рычажковый кернорватели, что обеспечивает надежность выноса керна в различных по твердости и трудности отбора керна. (см. рис. 3)



## 12.1. К

Снаряд колонковый унифицированный, предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин с отбором керна, роторным способом.



## 12.1. К

Снаряды керноотборные с гидротранспортом керна предназначены для отбора керна в трещиноватых породах при бурении глубоких и сверхглубоких скважин.

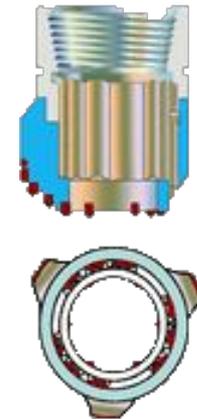
Работа снарядов основана на принципе параллельного разделения обратного потока промывочной жидкости в зависимости от соотношения перепада давления внутри снаряда и в затрубном пространстве.

Снаряд имеет переналадки, различающиеся нижним переводником, для использования либо с шарошечной бурголовкой, либо с бурголовкой истирающе-режущего действия.



## 12.1. К

Бурильная головка имеет соединительную муфту и приваренный к ней остов корпуса с тремя ступенчатыми лопастями, оснащенными твердосплавными зубками. Бурильная головка предназначена для отбора керна в продуктивных горизонтах, представленных породами III-IV категории по трудности отбора керна (рыхлые, сильно трещиноватые, высокопористые и т. д.).



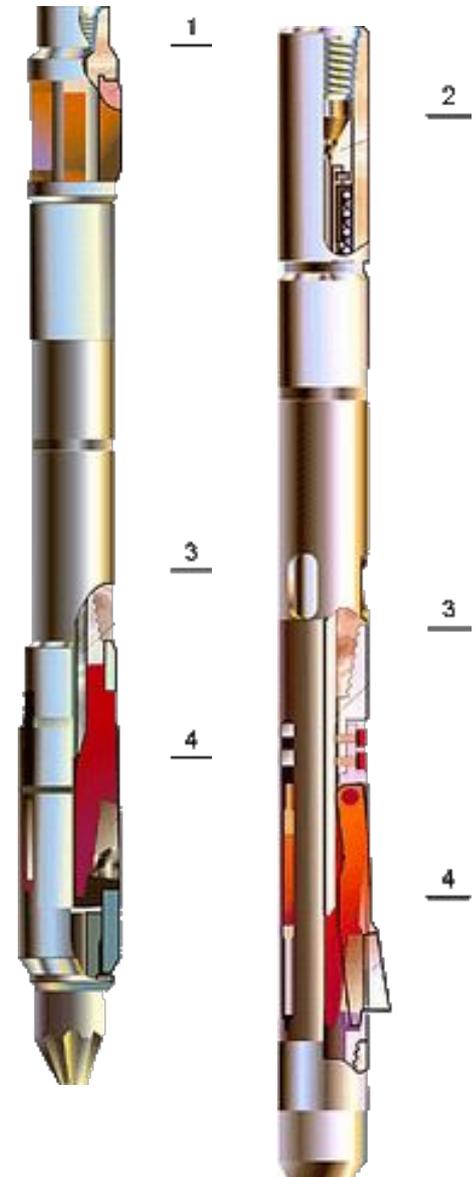
## 12.1. К

Вырезающие устройства предназначены для вырезания участков обсадных колонн с целью забуривания нового ствола, вскрытия вышележащего пласта, обрезки труб, выполнения изоляционных работ и т.д.

Устройства представляют собой изделия с раздвижными резцами, работающими при прокачивании бурового раствора и вращении в обсадной колонне.

Устройство УВ-114 отличается от остальных устройств способом крепления резцов к корпусу. Вырезающие устройства выпускаются для колонн диаметром 140...146, 168, 178, 219, 245...273, 299...324 мм.

1. Центратор
2. Поршень
3. Толкатель
4. Резец

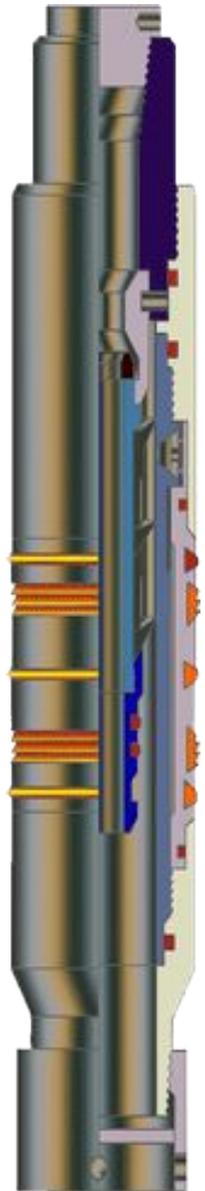


## 12.1. К

Предназначено для спуска, цементирования, подвески и герметизации хвостовиков с металлическим уплотнительным элементом.

Устройство типа ПМПЦ с хвостовиком и установленной на нем технологической оснасткой спускается и устанавливается в нижней части предыдущей обсадной колонны.

Устройство снабжено верхним переводником с левой резьбой для соединения с корпусом устройства и замковой резьбой 3-102 по ГОСТу 5286-75 для соединения с бурильными трубами диаметром 89 мм с высадкой наружу. На нижнем конце устройства выполнена резьба соответственно под резьбу муфты верхней трубы хвостовика. Верхний переводник после срабатывания устройства отсоединяется от него и поднимается на поверхность вместе с бурильными трубами.



## 12.1. К

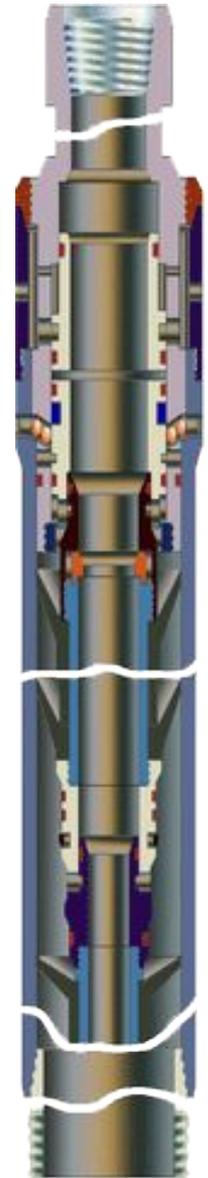
Муфта МСЦХ предназначена для спуска на бурильной колонне и цементирования хвостовых обсадных колонн с пакером типа ПДМ, применяемого для манжетного цементирования наклонно-направленных или горизонтальных скважин с креплением их продуктивного интервала фильтровыми участками с целью решения следующих задач:

обеспечения надежной (герметичной) изоляции продуктивного пласта от вышележащего за колонного пространства скважины, как в процессе цементирования, так и при освоении и эксплуатации;

исключения попадания тампонажного раствора в интервал продуктивного пласта, его загрязнения при цементировании скважины и сохранения его коллекторских свойств;

предотвращения возможности поглощения тампонажного раствора продуктивным пластом в процессе цементирования скважины и обеспечения его подъема за обсадной колонной до проектной высоты.

Муфта МСЦХ может быть применена для спуска на бурильной колонне и цементирования хвостовиков через башмак колонны без пакера ПДМ.



## 12.1. К

### ТРУБОЛОВКИ НАРУЖНЫЕ НЕОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ

Труболовки наружные неосвобождающиеся предназначены для извлечения из скважины целиком или по частям аварийной колонны насосно-компрессорных или бурильных труб при проведении ловильных работ. Захват цангового типа захватывает за наружную поверхность, муфту или высадку трубы. Изготавливаются правого и левого исполнения.

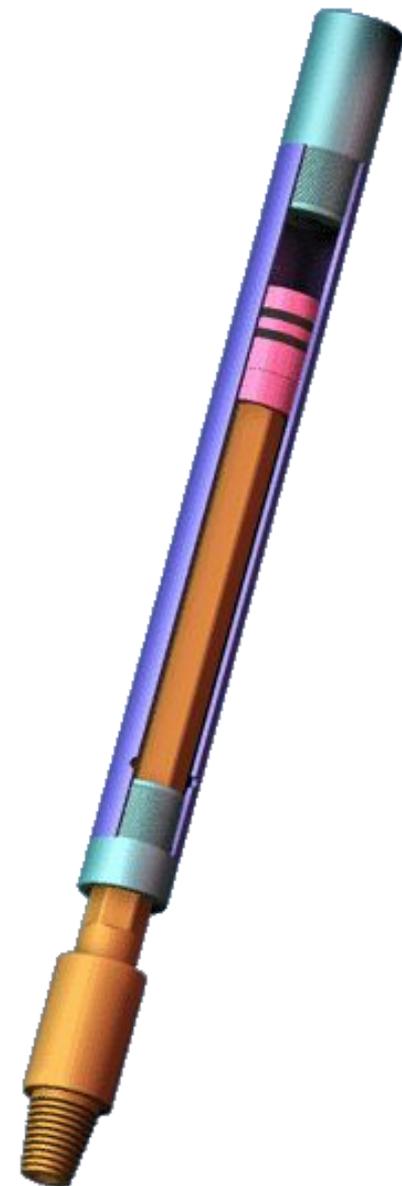


# Механический ударник

предназначен для создания ударных нагрузок (направление ударов возможно как вниз, так и вверх) при ликвидации аварий в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах, связанных с прихватом, вызванным сальникообразованием или заклиниванием бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, элементов колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот, ловильного инструмента, фрезеров и т.п.

Конструкция:

Мех. ударник состоит из корпуса, штока, хвостовика штока и уплотнительных элементов. Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. В верхней части корпуса выполнена муфтовая присоединительная резьба. На внутренней поверхности нижней части корпуса выполнены шестигранные шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи мех. ударником крутящего момента. Нижняя часть штока оканчивается ниппельной замковой резьбой, а к верхней с помощью специальной резьбы крепится хвостовик штока. В проточках на наружной поверхности хвостовика для герметизации подвижного соединения «шток - корпус» установлены уплотнительные кольца.

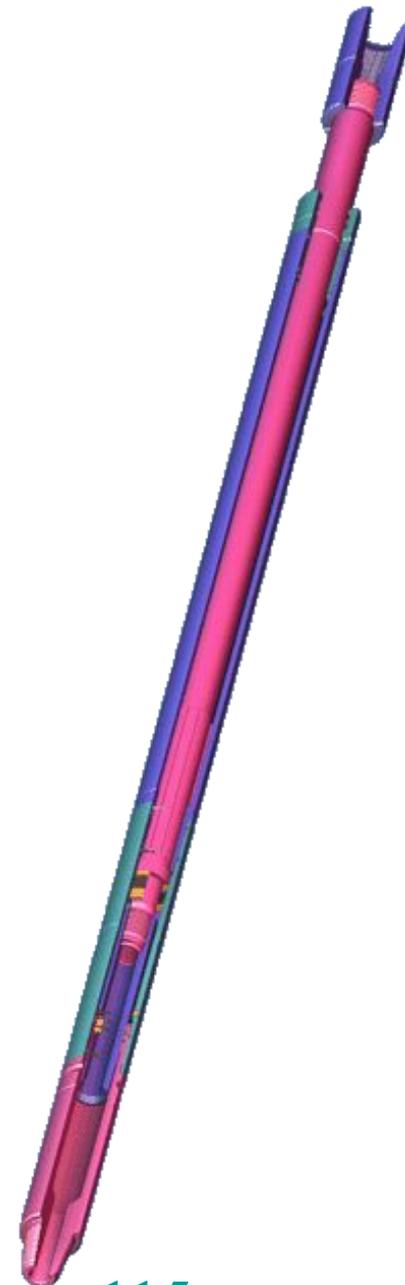


# Гидроударник

предназначен для создания ударных нагрузок при ликвидации аварий в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах, связанных с прихватом, вызванным сальникообразованием или заклиниванием бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, элементов колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот, ловильного инструмента, фрезеров и т.п.

Конструкция:

Гидроударник состоит из корпуса, штока, переводника, поршня и набора уплотнительных элементов. К верхней части штока на резьбе специального профиля, крепится переводник с присоединительной замковой муфтовой резьбой, к нижней - хвостовик штока. Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен поршень. Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса выполнены шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи гидроударником крутящего момента. На поверхности средней части корпуса, контактирующей с поршнем, выполнены канавки для перетока жидкости. Нижняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой. Внутренняя полость гидроударника заполнена специальным маслом. Все соединения деталей снабжены уплотнительными кольцами. Заправка гидроударника маслом осуществляется через отверстия в корпусе, закрывающиеся специальными резьбовыми пробками.

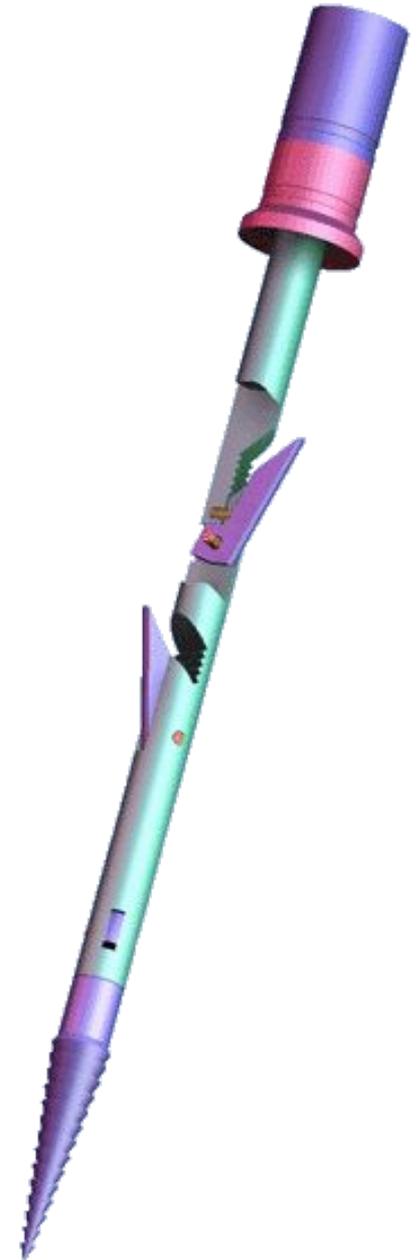


## 12.1. К

Удочка шарнирная предназначена для захвата и последующего извлечения электрокабелей УЭЦН, каротажных кабелей, канатов и проволоки при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция:

Удочка шарнирная состоит из корпуса, наконечника, переводника, крючков, пружин и осей крючков. Корпус шарнирной удочки изготавливается из ковanej легированной стали. В верхней части корпуса выполнена резьба для соединения с переводником. В средней - в трех расположенных под углом 120 градусов пазах шарнирно закреплены подпружиненные крючки. К нижней части корпуса с помощью резьбы крепится наконечник, изготовленный в виде штопора. Для центрирования корпуса в скважине и предотвращения перехода захватываемого объекта в пространство над удочкой на нижней части переводника на резьбе установлена воронка.



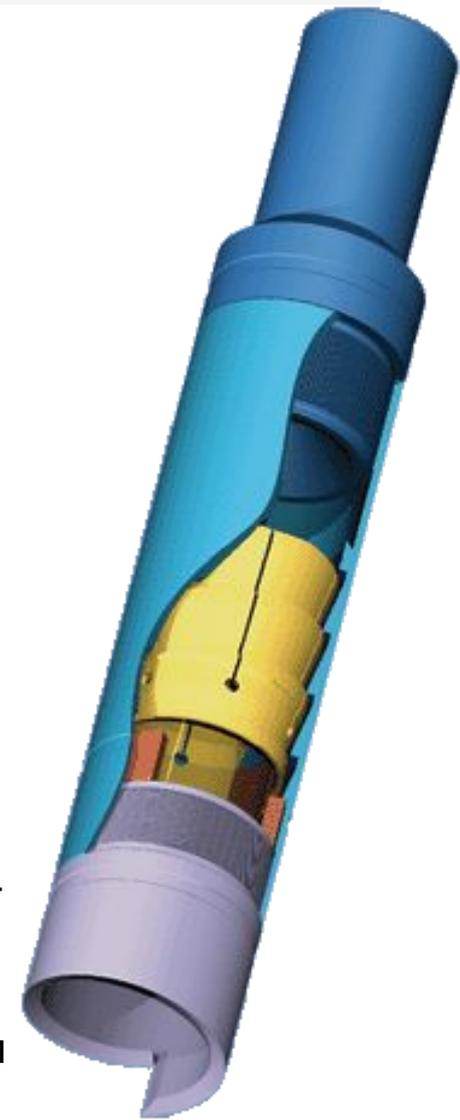
## 12.1.

Назначение:

Овершоты предназначены для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов трубных колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция:

Овершот состоит из корпуса, направляющей воронки, переводника и набора сменных элементов, включающих ряд спиральных и цанговых захватов, и направляющих, соответственно, спирального и цангового захватов. При извлечении колонн, верхняя часть которых «голова» имеет максимальный для применяемого типоразмера овершота диаметр, используются спиральные захваты, в остальных случаях - цанговые. Цанговые захваты могут применяться с фрезерующими направляющими, позволяющими производить очистку захватываемого объекта от заусенцев и различных отложений. Процесс захвата осуществляется овершотом за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на внутренней поверхности корпуса и взаимодействующей с ней наружной поверхности цангового или спирального захватов. При необходимости герметизации соединения «овершот-извлекаемая колонна» предусмотрена возможность установки уплотнительных манжетных пакеров: типа «А» - при установке спирального захвата или типа «Р» и кольца - при установке



## 12.1. К

Назначение:

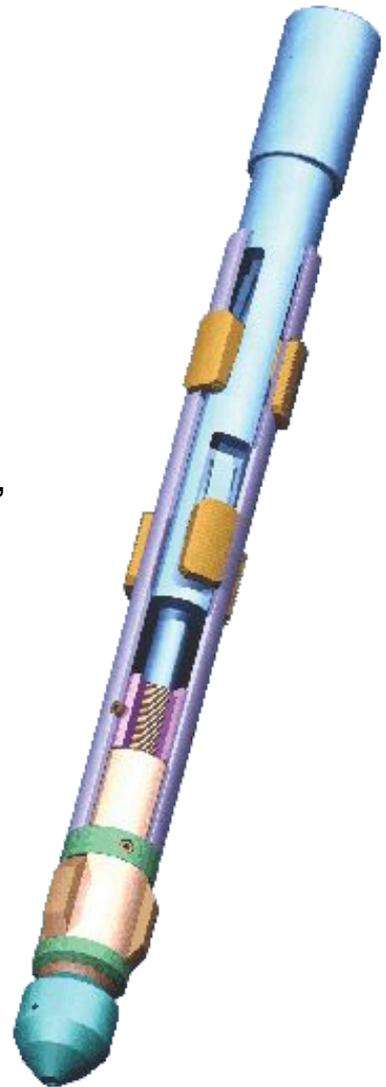
Труболовки плашечные типа ТВПМ и ТВПМ1 предназначены для захвата за внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция:

Труболовка состоит из корпуса, переводника, наконечника, плашек, плашкодержателя и механизма освобождения.

Захват ловимой колонны осуществляется при подъеме труболовки за счет перемещения плашек по наклонным пазам типа "ласточкин хвост" корпуса и заклинивания их между корпусом и внутренней поверхностью трубы. Синхронизация перемещения плашек относительно корпуса труболовки обеспечивается наличием плашкодержателя, выполненного в виде патрубка с радиальными пазами в которых располагаются плашки и установленного на корпусе с возможностью ограниченного осевого перемещения.

В труболовке ТВПМ верхняя часть плашкодержателя закреплена в нижней муфте механизма освобождения, служащего для перевода и фиксации плашкодержателя вместе с плашками в крайнее верхнее, относительно корпуса, положение, при этом плашки не имеют контакта с аварийной колонной. Механизм освобождения приводится в действие перемещением труболовки вниз до контакта



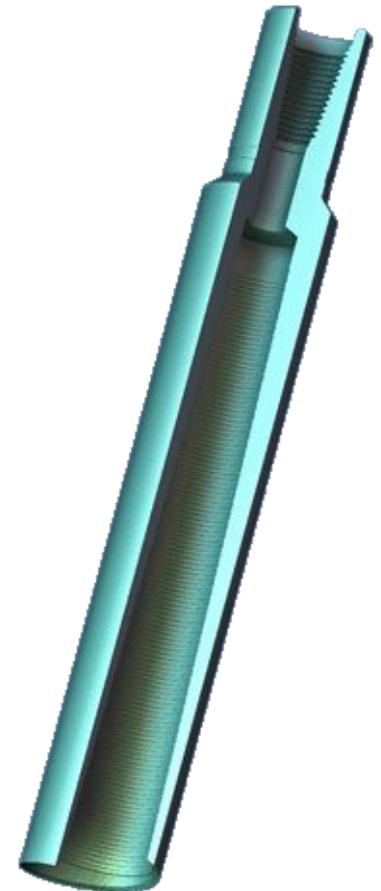
## 12.1. К

Назначение:

Колокола предназначены для захвата путем навинчивания на наружную поверхность и последующего извлечения цилиндрических элементов колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция:

Колокол представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба, в нижней части - внутренняя ловильная резьба с конусностью 1: 16. Колокола изготавливаются из ковanej легированной стали. В зависимости от условий применения колокола могут иметь различные конструктивные исполнения.



## 12.1. К

### Назначение:

Метчики ловильные предназначены для захвата путем ввинчивания во внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

### Конструкция:

Метчик представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба, в нижней части резьба с конусностью 1:16. Метчики изготавливаются из ковanej легированной стали. В зависимости от условий применения метчики могут иметь различные конструктивные исполнения.



# 12.1. К

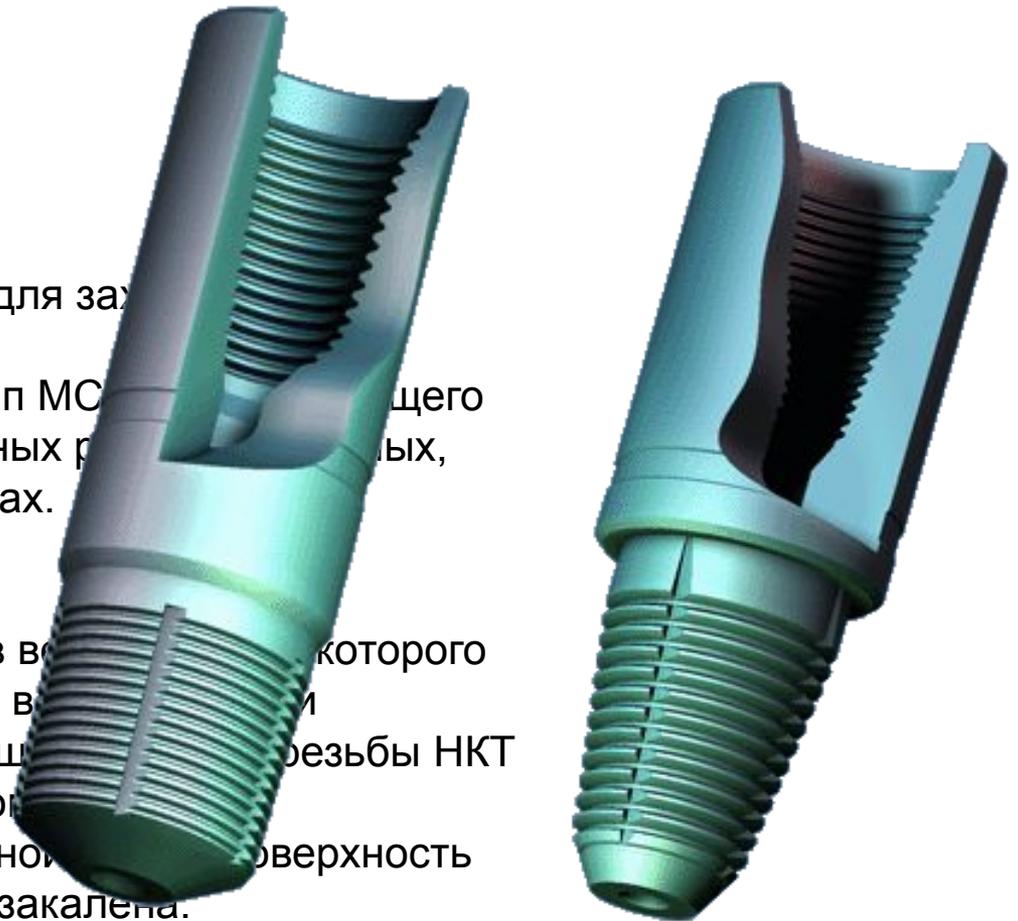
## Метчики ловильные типа МЭС и МСЗ

Назначение:

Метчики специальные предназначены для захвата и вывинчивания в резьбу муфт НКТ (тип МЭС) и замков бурильных труб (тип МСЗ) и их извлечения при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция:

Метчик представляет собой патрубок, в котором выполнено присоединительная резьба, в нижней части наружная ловильная резьба, повторяющая резьбы НКТ или замковой резьбы с большим натягом. Метчики изготавливаются из ковanej легированной стали. Поверхность ловильной резьбы зацементирована и закалена.



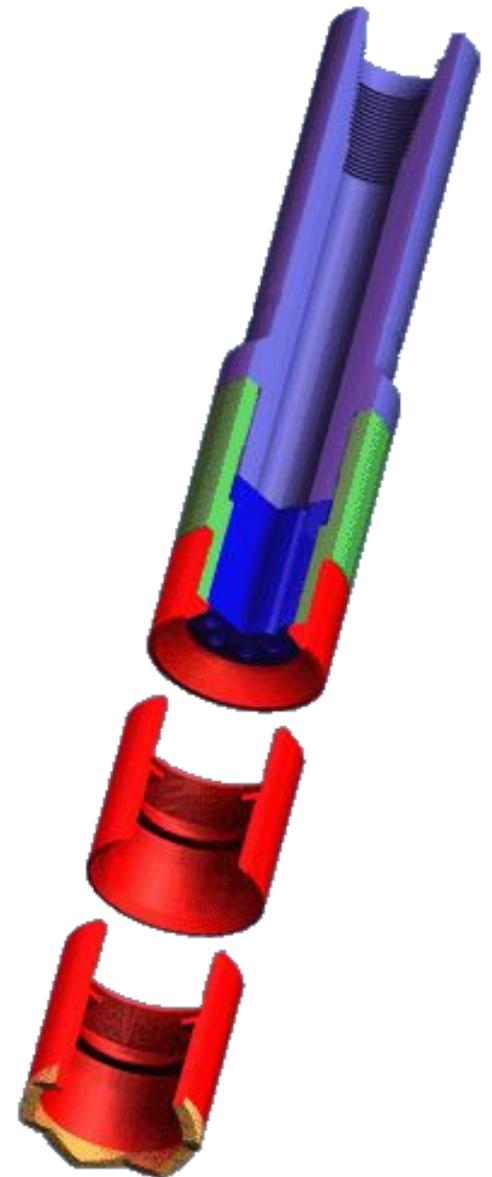
## 12.1. К

### Назначение:

Магнитный ловитель предназначен для извлечения из нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин мелких предметов, обладающих ферромагнитными свойствами.

### Конструкция:

Магнитный ловитель состоит из корпуса, переводника, магнитной вставки и воронки. Воронки имеют три варианта исполнения: воронка короткая, воронка удлиненная, воронка, выполненная в виде кольцевого фрезера с наплавкой карбидом вольфрама. Для пропуска промывочной жидкости в магнитной вставке выполнены сквозные каналы. Ловители изготавливаются правого и левого исполнения.



## 12.1. К

Назначение:

Устройства разбуривания и извлечения пакеров типа УРП, предназначены для захвата под нижний торец проходного патрубка пакера или хвостовика, устанавливаемого под пакером и последующего извлечения пакеров из обсадных колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция:

Устройство разбуривания и извлечения пакера типа УРП представляет собой комбинацию фрезерующего узла и узла захвата, которые могут быть использованы как совместно в компоновке, так и по отдельности. В компоновку также может быть включен шламометаллоуловитель. Фрезерующий узел состоит из переводника и кольцевого фрезера, оснащенного режуще-истирающей напайкой, состоящей из частиц дробленого карбида вольфрама, внедренного в матрицу из никельсодержащей латуни и предназначенного для фрезерования плашек пакера. Узел захвата включает ловитель, присоединяемый к переводнику фрезерующего узла с помощью удлинителя. В качестве удлинителя, в зависимости от внутреннего диаметра проходного патрубка пакера или хвостовика под пакером, могут быть использованы насосные штанги, НКТ или буровые



## 12.1. К

### Назначение:

Труборезы внутренние предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб для последующего извлечения на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.

### Конструкция:

Труборез внутренний состоит из: корпуса; трех резцов, установленных шарнирно в продольных пазах корпуса; клинового устройства подачи резцов с подшипником скольжения и пружиной для обеспечения легкой и плавной передачи усилия на резцы; трех плашек заякоряющего узла, перемещающихся по продольным наклонным пазам типа «ласточкин хвост» и обеспечивающих заякорение трубореза в разрезаемой трубе на любой заданной глубине; штока корпуса; наконечника; блока фрикционных пружин или плашек с устройством фиксации заякоряющего узла в транспортном положении.



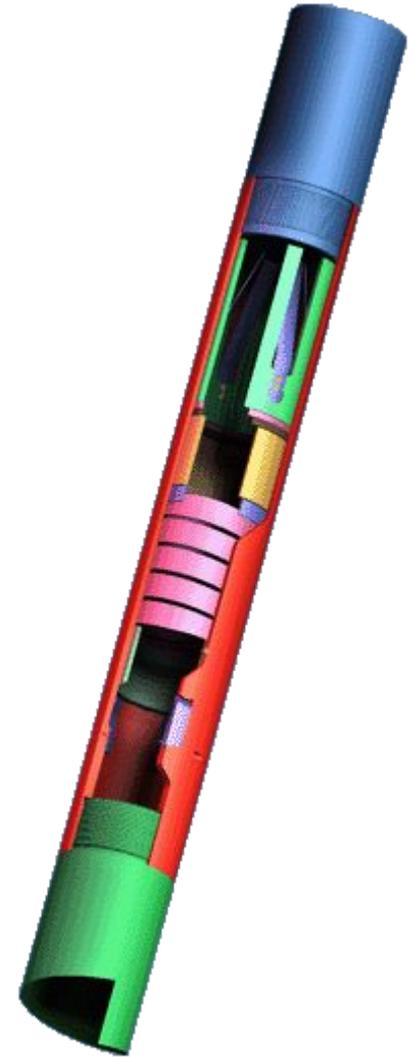
## 12.1. К

### Назначение:

Труборезы наружные предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб и последующего извлечения отрезанной части на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.

### Конструкция:

Труборез наружный состоит из трубчатого корпуса, соединенных с корпусом с помощью метрических резьб направляющей воронки, служащей для заведения «головы» отрезаемой части труб внутрь трубореза, и переводника для соединения с колонной промывочных труб. В специальных пазах корпуса с помощью штифтов и винтов шарнирно закреплены пять резцов. Внутри корпуса размещен механизм приведения в работу и автоматической подачи резцов, включающий: пружинный фиксатор, подшипник, регулировочную и подающую втулки и пружину. В транспортном положении (при спуске в скважину) подающая втулка зафиксирована двумя срезными штифтами



## 12.1. К

Труборез внутренний гидравлический предназначен для отрезания в скважине части колонны обсадных труб с последующим извлечением ее на поверхность.

Конструкция:

Труборез внутренний гидравлический состоит из: наконечника; корпуса; трех ножей, установленных шарнирно в продольных пазах корпуса; клинового устройства подачи ножей, приводимого в действие поршнем; пружины поршня, служащей для предварительного поджатия клинового устройства; четырех плашек, перемещающихся по наклонным пазам конусной втулки; плашкодержателя, обеспечивающего синхронизацию перемещения плашек; пружины плашкодержателя, обеспечивающей фиксацию плашек в транспортном положении при спуске трубореза в скважину; вала, предназначенного для передачи крутящего момента на корпус трубореза. В нижней части трубореза установлен шаровой клапан для перекрытия промывочного канала. Перекрытие производится сбросом в ловильную колонну шара. Возникающий перепад давлений вызывает смещение плашкодержателя вниз, в результате чего происходит заякоривание трубореза в колонне. При дальнейшем увеличении давления поршень с клиньями ножей сдвигается вверх, тем самым перемещая ножи в рабочее положение. По окончании процесса резания давление повышается



## 12.1. К

### Назначение:

Шламометаллоуловители типа ШМУ предназначены для улавливания обломков разрушаемых в скважине металлических объектов и отдельных фрагментов вооружения разрушающих инструментов (долот, фрезеров и т.п.)

### Конструкция:

Шламометаллоуловитель состоит из корпуса с соединительными замковыми резьбами в верхней и нижней частях и съемного кожуха. Возможны различные варианты выполнения соединительных резьб.



## 12.1. К

Назначение:

Паук гидравлический с обратной промывкой типа ПГ применяется для извлечения разнообразных металлических обломков (шарошек и подшипников долот, плашек, кусков троса, обломков металла после фрезерных работ и т.п.) с забоя нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин. Эффективность очистки забоя скважин повышается за счёт эффекта местной обратной циркуляции промывочной жидкости.

Конструкция:

Паук гидравлический состоит из неразборного корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали, верхнего переводника, фрезерующей воронки и лепестковых механических захватов. В верхней части корпуса паука установлен шаровой клапан с приёмной воронкой для перекрытия центрального промывочного канала. Перекрытие производится сбросом в ловильную колонну шара. Между наружной и внутренней трубчатыми частями корпуса паука выполнены каналы для прохода промывочной жидкости и выхода её через наклонные боковые отверстия. Лепестковые механические захваты, установленные в нижней части корпуса в два яруса с возможностью свободного вращения, служат для удержания захваченных предметов. Удержание происходит за счёт шарнирно закреплённых подпружиненных лепестков, перекрывающих в транспортном положении выход из внутренней полости паука. Фрезерующая



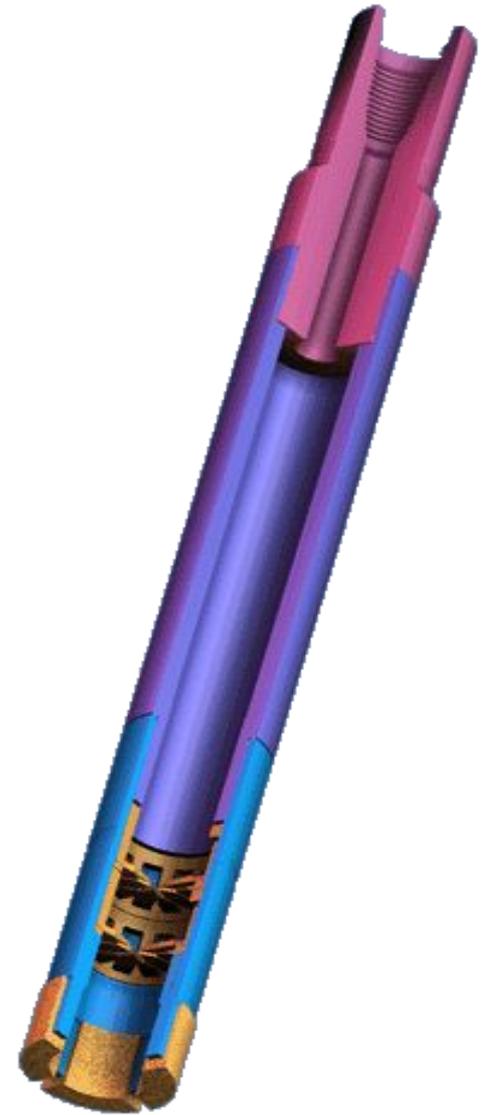
## 12.1. К

Назначение:

Паук механический типа ПМ применяется для извлечения разнообразных металлических обломков (шарошек и подшипников долот, плашек, кусков троса, обломков металла после фрезерных работ и т.п.) с забоя нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин.

Конструкция:

Паук механический состоит из трубчатого корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали, верхнего переводника, фрезерующей воронки и лепестковых механических захватов. Лепестковые механические захваты, установленные в нижней части корпуса в два яруса с возможностью свободного вращения, служат для удержания захваченных предметов. Удержание происходит за счёт шарнирно закреплённых подпружиненных лепестков, перекрывающих в транспортном положении выход из внутренней полости паука. Фрезерующая воронка, выполненная в форме кольцевого фрезера, в зависимости от условий применения паука может иметь различные по форме (плоская, волнистая, зубчатая, выступающая наружу или прошлифованная заподлицо с корпусом) поверхности режущей стирающей напайки.



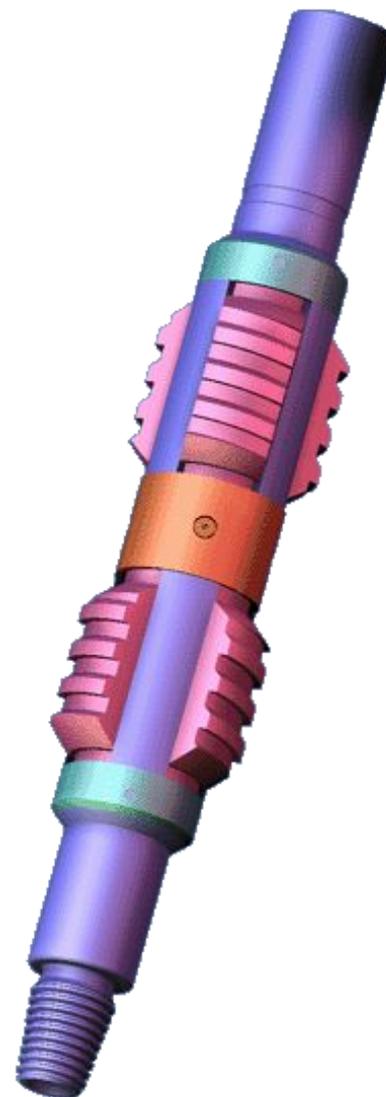
## 12.1 К

Назначение:

Скрепер предназначен для очистки внутренней поверхности обсадных или насосно-компрессорных колонн от перфорационных заусенцев, ржавчины, цементной корки, парафина и других отложений.

Конструкция:

Скрепер представляет собой неразъемный трубчатый корпус, на верхнем и нижнем концах которого выполнены муфтовая и ниппельная присоединительные резьбы. В продольных пазах корпуса установлены с возможностью радиального перемещения шесть лезвий плашечного типа с износостойкой закаленной поверхностью режущих кромок. Усилия, прижимающие лезвия к поверхности очищаемой трубы, создаются за счет действия сжатых пружин (по три пружины на одно лезвие). Лезвия располагаются на корпусе в два яруса по три штуки в каждом, обеспечивая очистку ста процентов периметра внутренней поверхности трубы. В пазах корпуса лезвия удерживаются разрезным кольцом, закрепленным четырьмя винтами. Очистка колонны производится в процессе спуска скрепера в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах, при этом лезвия, скользя по очищаемой поверхности, срезают неровности и загрязнения.



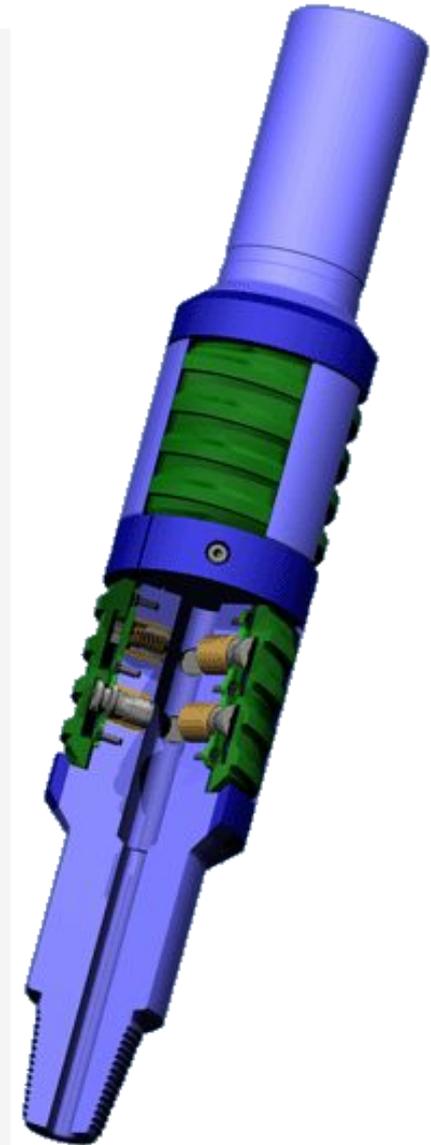
## 12.1. К

### Назначение:

Скреперы гидравлические предназначены для очистки внутренней поверхности обсадных или насосно-компрессорных колонн от перфорационных заусенцев, ржавчины, цементной корки, парафина и других отложений.

### Конструкция:

Скрепер представляет собой неразъемный трубчатый корпус, на верхнем и нижнем концах которого выполнены муфтовая и ниппельная присоединительные резьбы. В продольных пазах корпуса установлены с возможностью радиального перемещения шесть лезвий плашечного типа с износостойкой закаленной поверхностью режущих кромок. Конструкция зубьев лезвия спиральная. В пазах корпуса лезвия удерживаются разрезным кольцом, закрепленным четырьмя винтами. Под давлением промывочной жидкости, закачиваемой в трубы, поршень воздействует через пружину на лезвия, выдвигая и прижимая их к очищаемой поверхности, обеспечивая плотный контакт. При этом лезвия, скользя по очищаемой поверхности, срезают неровности и загрязнения. Возвратное движение лезвий обеспечивается пружиной. Скреперы гидравлические изготавливаются правого и левого исполнения. Очистка колонны производится в

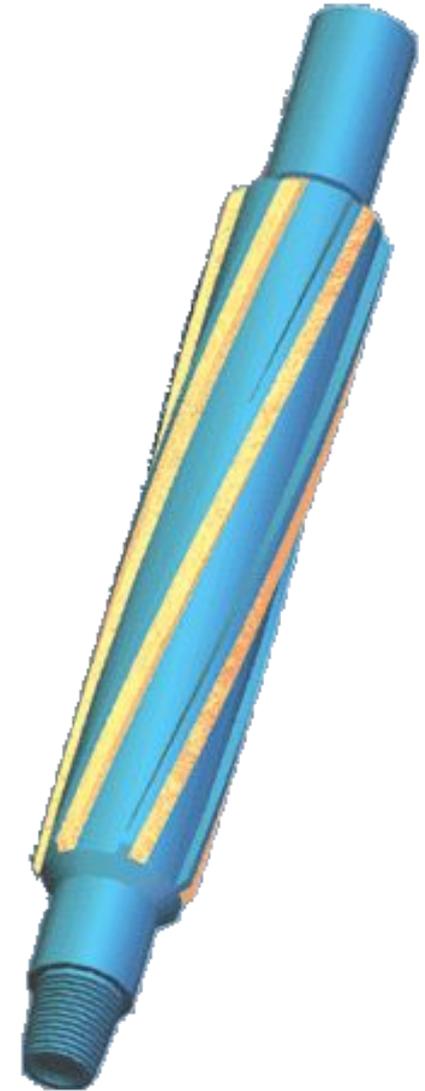


## 12.1. К

Используется для калибровки окна в обсадной колонне при операциях отклонения.

Конструкция:

Фрезер состоит из корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали и режущей-истерающей наплавки, состоящей из частиц дробленого карбида вольфрама, внедренного в матрицу из никельсодержащей латуни. Фрезерующие зубья выполнены в виде винтовых поверхностей, расположены в средней части корпуса. В верхней и нижней части корпуса выполняются соединительные резьбы.



## 12.1. К

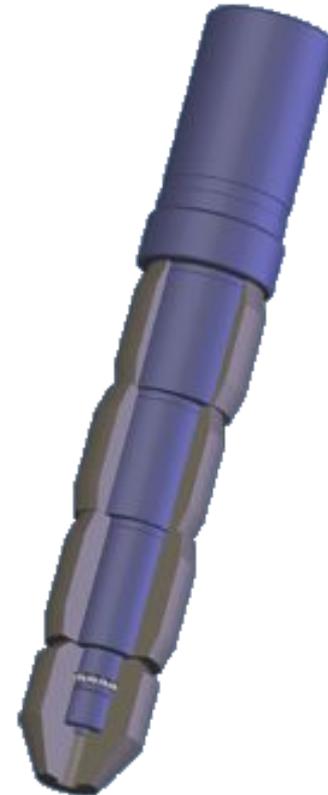
### Назначение:

Оправка роликовая типа РО предназначена для восстановления путём раскатки внутреннего диаметра поврежденных (замятых) труб обсадных колонн при ремонтновосстановительных работах в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

### Конструкция:

Оправка роликовая состоит из корпуса, трех роликов и наконечника. Корпус оправки, изготовленный из легированной стали, в верхней части имеет муфтовую присоединительную замковую резьбу для соединения с колонной трубой, в средней - три эксцентричных, под углом  $120^\circ$ , проточки, на которые установлены вращающиеся ролики. Ролики удерживаются на корпусе вращающимся наконечником, закрепляемым с помощью шариков, размещённых в соответствующих проточках корпуса и наконечника. Шарики в проточках удерживаются от выпадения резьбовой пробкой.

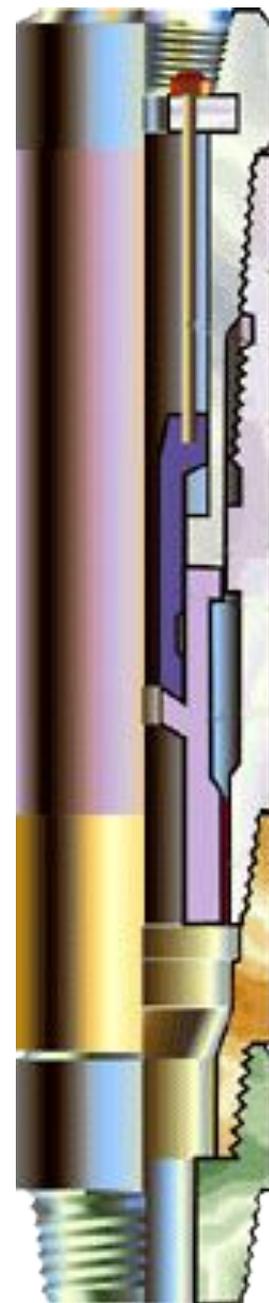
Комплекты роликов, устанавливаемые на корпус оправки, имеют различный наружный диаметр и выбираются в зависимости от требуемого диаметра оправки по диаметру роликов, соответствующего внутреннему диаметру труб обсадной колонны.



## 12.1. Безопасные переводники БП (РК)

Безопасный переводник (разъединитель колонны) предназначен для отсоединения от прихваченного инструмента в заданном месте с последующим присоединением ловильной компоновки к ловильной трубе БК.

Для срабатывания механизма в бурильные трубы бросают металлический шар. Двигаясь вместе с потоком бурового раствора, он поступает в механизм и снимает блокировку левой резьбы, соединяющей ниппель и корпус разъединителя. После чего при правом вращении труб ротором отвинчивают, а затем поднимают на поверхность часть колонны расположенную выше переводника. В оставшемся корпусе предусмотрена правая муфтовая резьба для присоединения ловильного инструмента



# Способы ликвидации поглощений

**Способ изоляции зоны поглощения или комбинацию способов выбирают в зависимости от размеров каналов в ней и интенсивности поглощения.**

**Если в скважине вскрыты несколько зон поглощения значительной интенсивности, как правило, каждую зону изолируют индивидуально, предварительно разобшив ее от других проницаемых пород пакером.**

# Обрушение

# Обрушение

# Обрушение

# Обрушение

# Обрушение