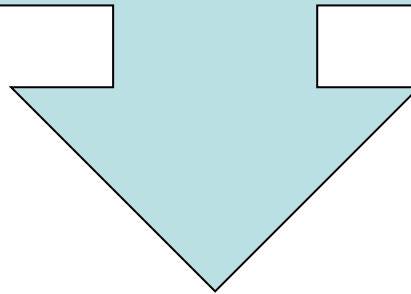


Классификация способов бурения

По способу воздействия на горные породы различают **механическое** и **немеханическое** бурение. При механическом бурении буровой инструмент непосредственно воздействует на горную породу, разрушая ее, а при немеханическом разрушение происходит без непосредственного контакта с породой источника воздействия на нее.

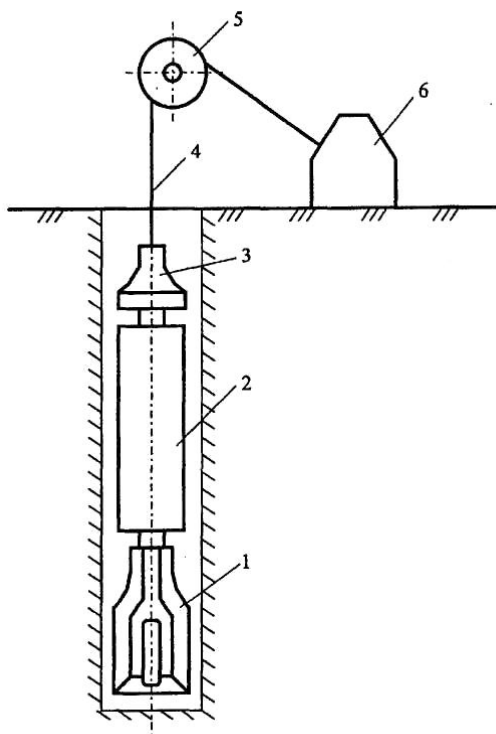


http://www.youtube.com/watch?v=kG3iz9UW_mQ
<http://www.youtube.com/watch?v=Dk30mJxhAgs>

1 часть -17 мин-до 6
2 ч -----27 мин

Классификация способов бурения

Немеханические способы (гидравлический, термический, электрофизический) находятся в стадии разработки и для бурения нефтяных и газовых скважин в настоящее время не применяются.



Механические способы бурения подразделяются на ударное и вращательное. При ударном бурении разрушение горных пород производится долотом 1, подвешенным на канате. Буровой инструмент включает также ударную штангу 2 и канатный замок 3. Он подвешивается на канате 4, который перекинут через блок 5, установленный на какой-либо мачте (не показана). Возвратно-поступательное движение бурового инструмента обеспечивает буровой станок 6

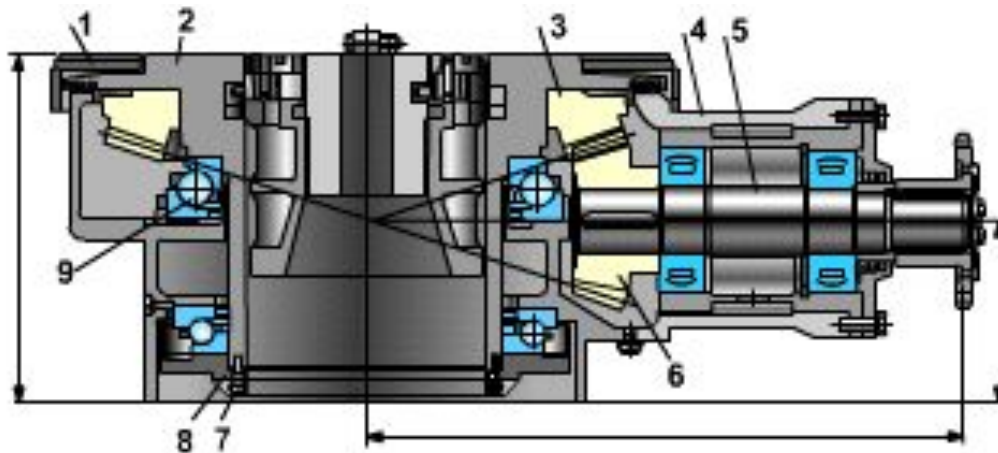
Для передачи вращения долоту применяются ротор или забойные двигатели.

Нефтяные и газовые скважины сооружаются методом **вращательного бурения**. При данном способе породы дробятся не ударами, а разрушаются вращающимся долотом, на которое действует осевая нагрузка.

Крутящий момент передается на долото:

- с поверхности **от вращателя (ротора)** через колонну бурильных труб (роторное бурение)
- **от забойного двигателя** (турбобура, электробура, винтового двигателя), установленного непосредственно **над долотом**.

Для передачи вращения долоту применяются ротор или забойные двигатели.



Ротор Р360-Ш14М.



Ротор предназначен для передачи вращения бурильной колонне при бурении или расширении ствола скважины, поддержания на весу бурильных и обсадных труб при их свинчивании и развинчивании в процессе спускоподъемных операций и для выполнения ловильных работ в скважине.

Комплекс для вращения бурильной колонны

Буровая - учебный фильм

https://www.youtube.com/watch?v=Vij58030p_g

Комплекс для вращения бурильной колонны

- ✓ РОТОР
- ✓ ВЕРТЛЮГ
- ✓ ВЕРХНИЙ ПРИВОД (СИЛОВОЙ ВЕРТЛЮГ)

Основные параметры роторов: диаметр отверстия в столе; допустимая статическая нагрузка; максимальная частота вращения; максимальный момент на столе.

Роторы производства ОАО «Уралмаш»: Р-700; Р-950; Р-1280.

Роторы производства ООО «ВЗБТ»: Р-360БС; Р-560; Р-700В.

Основные параметры вертлюгов: допустимая статическая нагрузка; динамическая нагрузка при частоте вращения ствола 100 об/мин; максимальное число оборотов; максимальное давление в стволе

Вертлюги производства ОАО «Уралмаш»: УВ-250МА; УВ-320МА; УВ-450МА.

Вертлюги производства ООО «ВЗБТ»: М 10.56.00.000 (1250 кН); Б1.56.00.000 (2000 кН); ВВ-250.

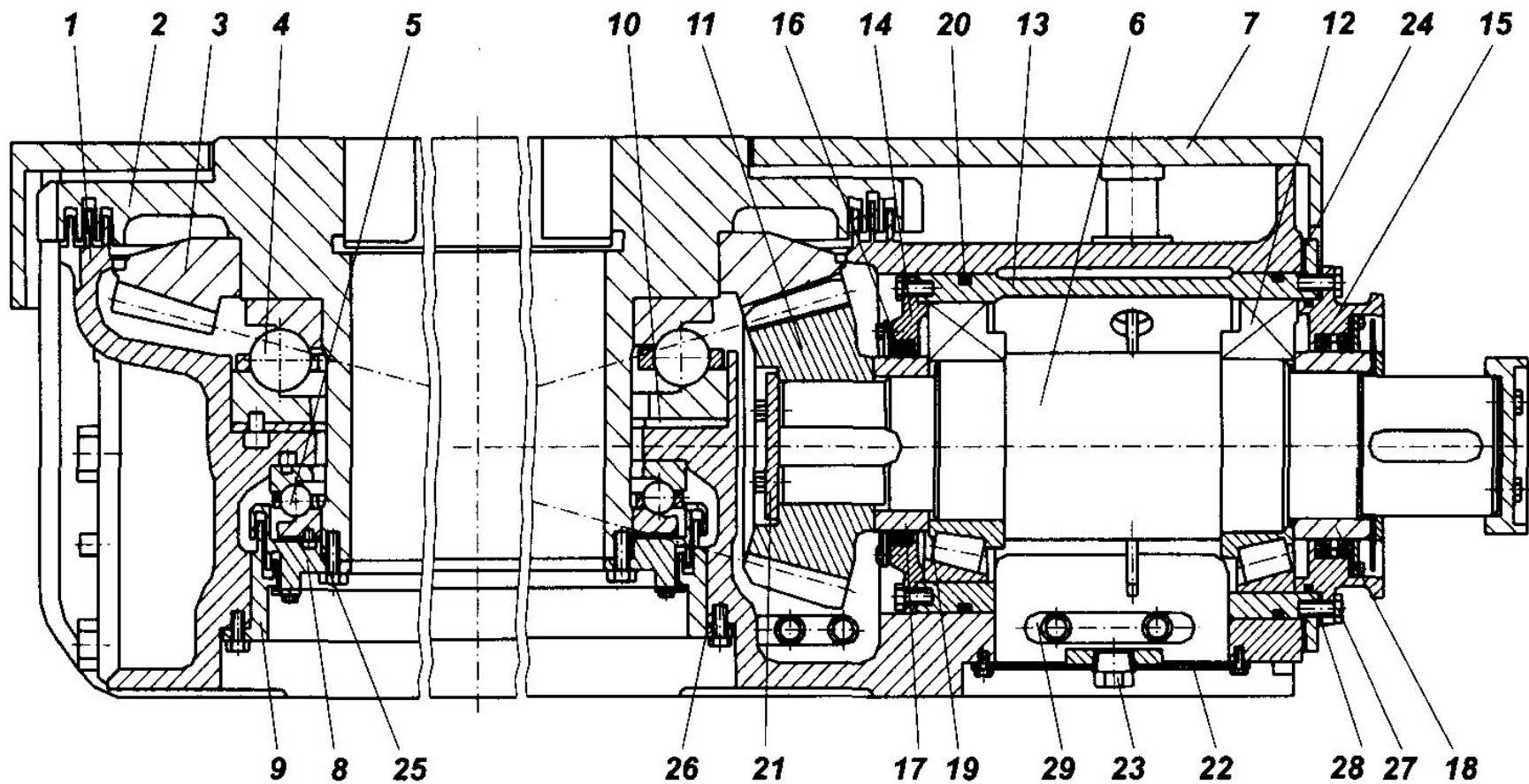
Системы верхнего привода АО «Уралмаш»: СВП-320 и СВП-500.

Система верхнего привода ООО «ВЗБТ»: ИВПГ-200.

Основные параметры верхнего привода: максимальная допустимая нагрузка; номинальное давление гидросистемы; максимальный момент на стволе; диапазон регулирования частоты вращения ствола

Комплекс для вращения бурильной колонны

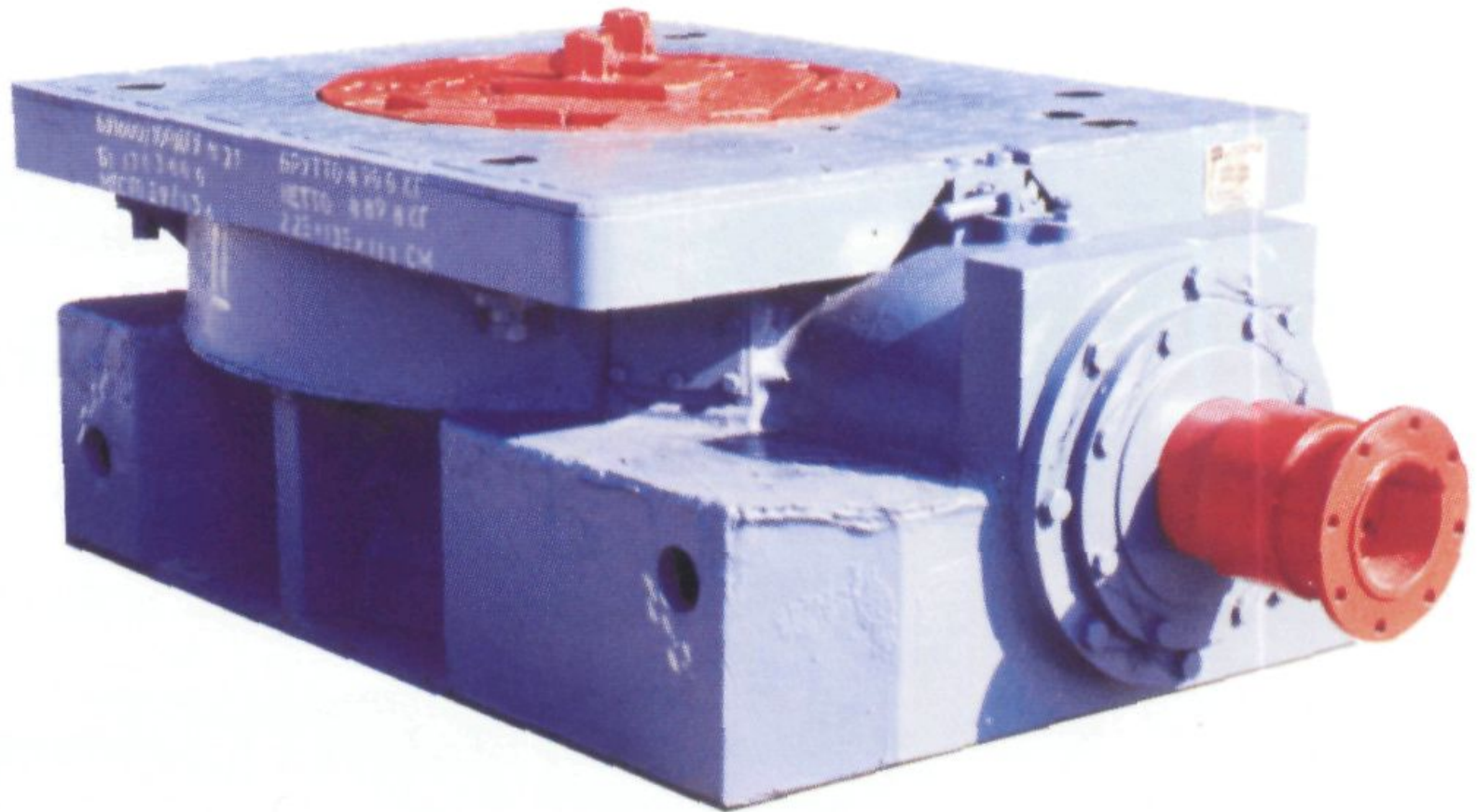
Устройство ротора



- 1 – станина; 2 – стол; 3 – зубчатый венец; 4,5 – подшипники; 6 – приводной вал; 7 – верхняя крышка; 8 – нижняя крышка; 9 – крышка; 10 – кольцо регулировочное; 11 – шестерня; 12 – подшипники; 13 – стакан; 14, 15 – защитные фланцы; 16 – уплотнение севанитовое; 17, 18 – втулки; 19, 20 – уплотнительное кольцо резиновое; 21 – фланец; 22 – крышка; 23 – пробка коническая; 24 – прокладки; 25, 26 – уплотнительный шнур резиновый; 28 – шпильки; 29 – гайки.

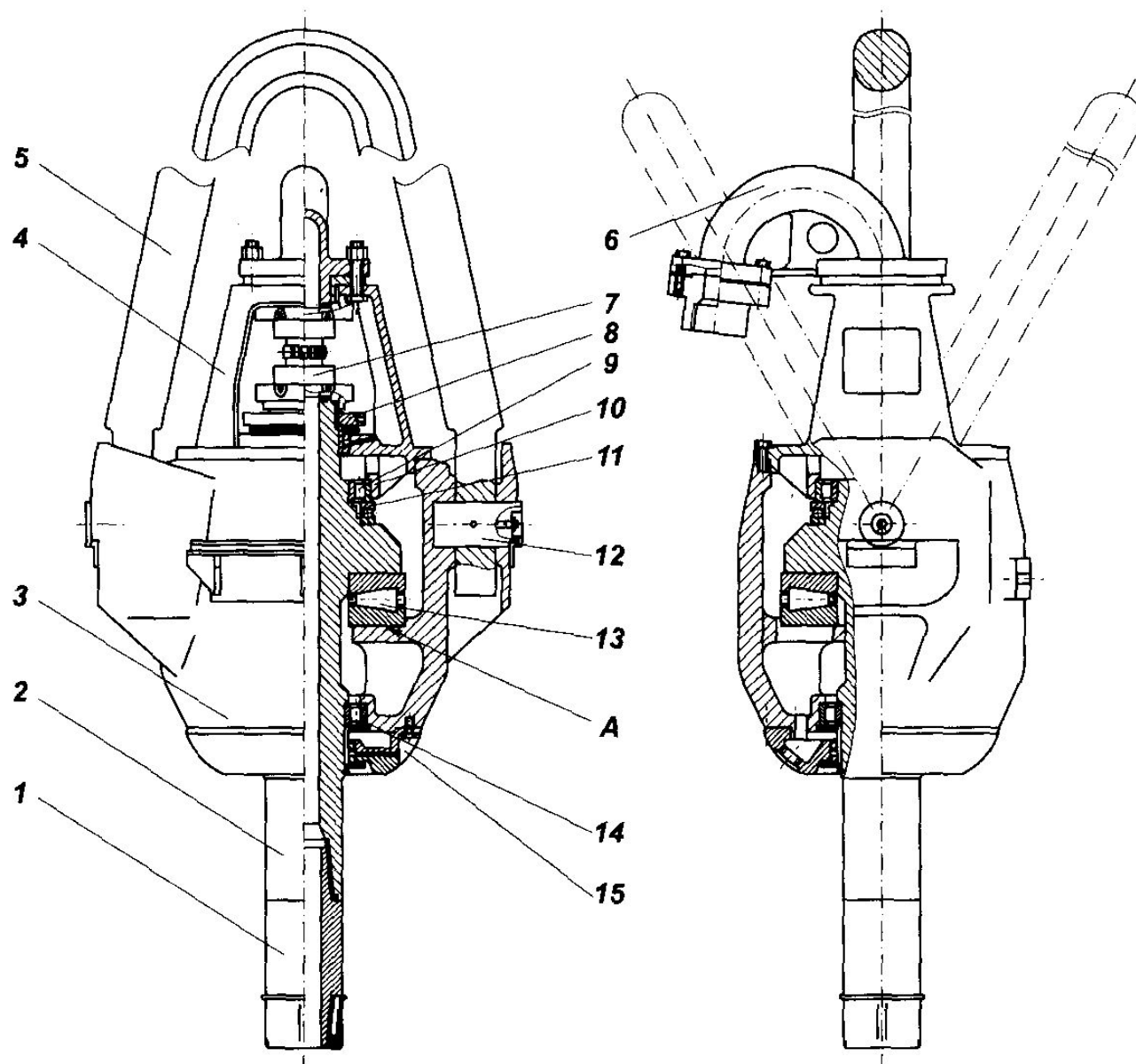
Комплекс для вращения бурильной колонны

Ротор Р-560
производства ООО «ВЗБТ»



Комплекс для вращения бурильной колонны

Вертлюг УВ-250



- 1 – переводник с левой резьбой
- 2 – ствол
- 3 – корпус
- 4, 15 - верхняя и нижняя крышки
- 5 – штроп
- 6 – отвод
- 7 - гайка БСУ
- 8 – манжетное уплотнение
- 9, 14 – радиальные подшипники
- 10 – стакан
- 11 - вспомогательный упорный подшипник
- 12 – пальцы
- 13 – основной упорный подшипник

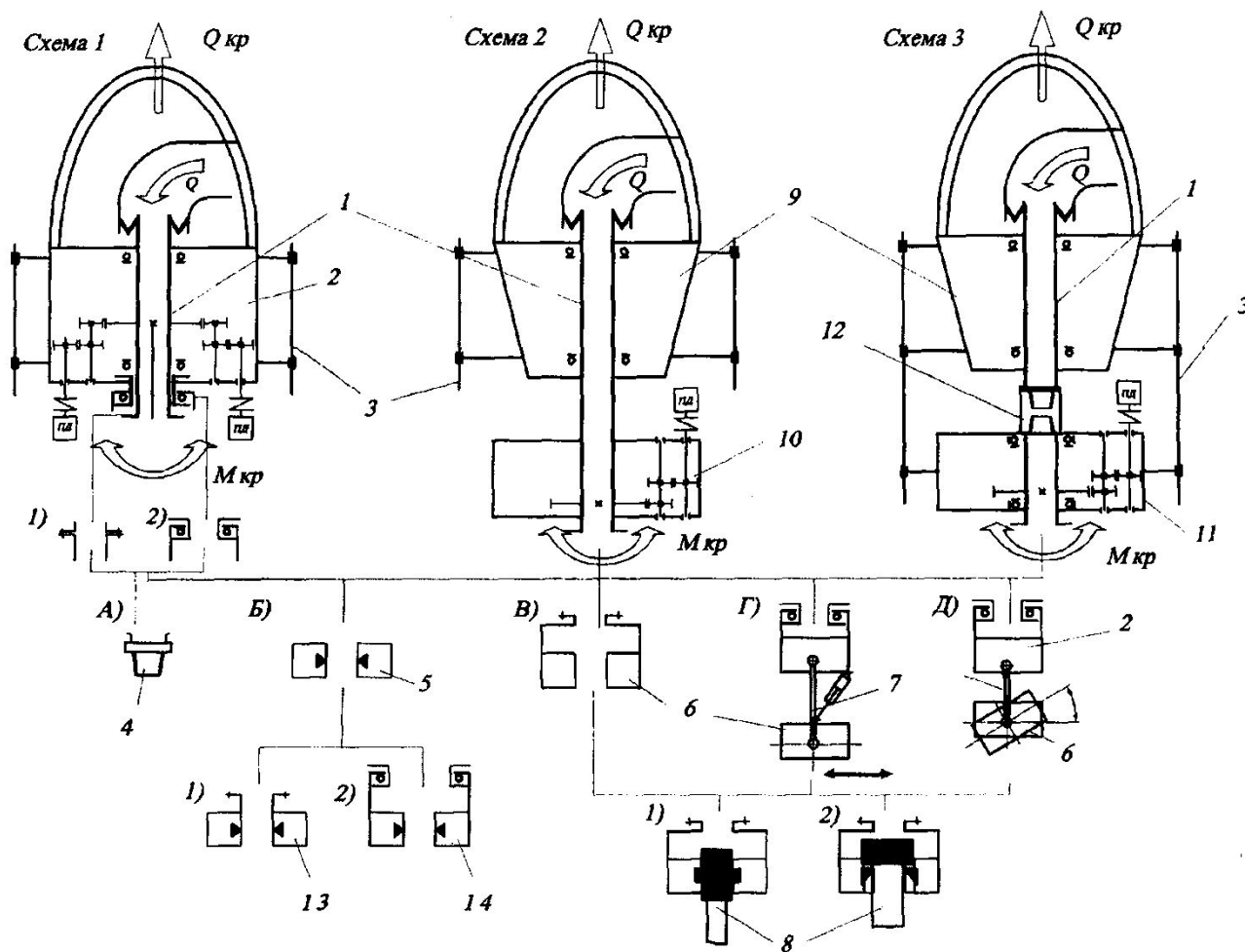
Комплекс для вращения бурильной колонны

Система верхнего привода обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

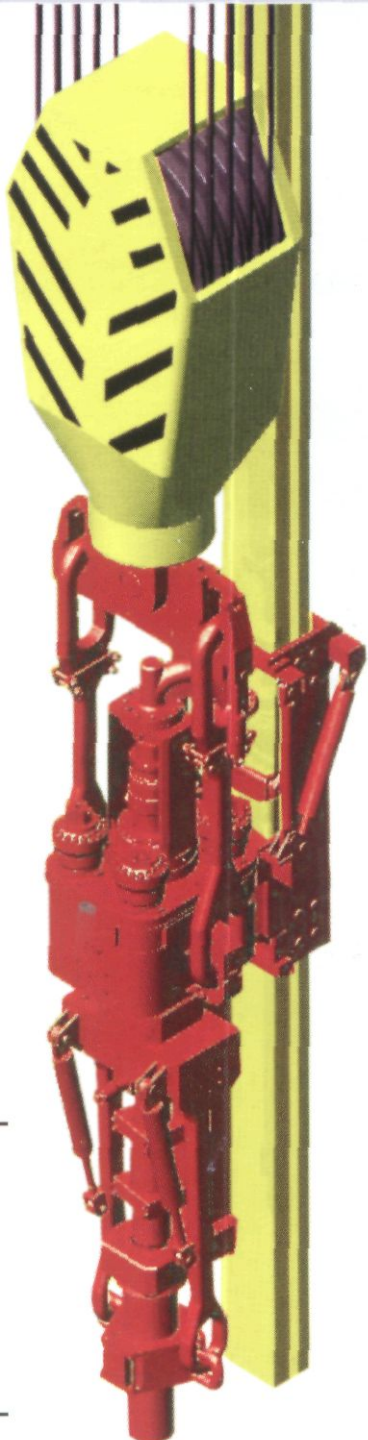
- вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;
- свинчивание, развинчивание, докрепление и раскрепление бурильных труб;
- проведение спуско-подъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однетрубками;
- проведение операций по спуску обсадных колонн;
- проворачивание бурильной колонны при бурении забойным двигателем;
- промывку скважин и проворачивание бурильной колонны при СПО;
- расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

Комплекс для вращения бурильной колонны

Схема компоновок верхнего привода



1 - шпindelь; 2 - вращатель; 3 - направляющие; 4 - ниппель; 5 - зажимное устройство; 7 – тяга, 6 - элеватор; 8 - бурильная труба; 9 - вертлюг; 10 - редуктор; 11 - вращатель (стандартный); 12 - вертлюжная головка; 13 - патрон; 14 - трубный зажим



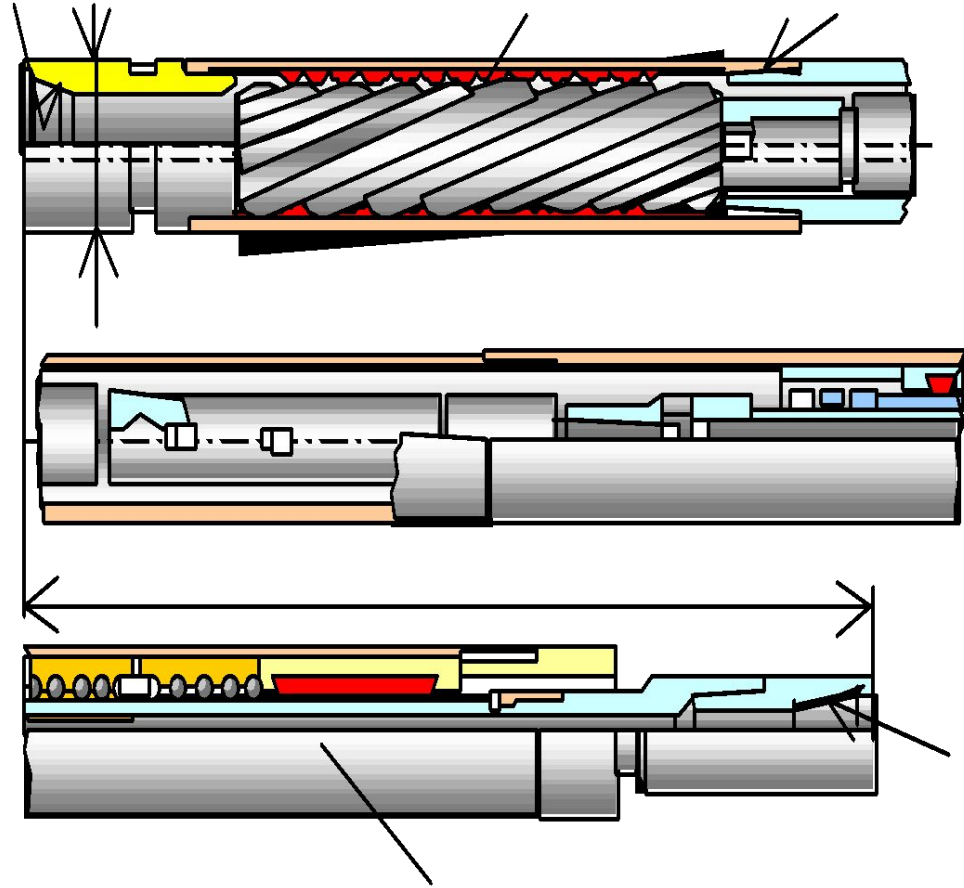
*Комплекс для вращения бурильной
КОЛОННЫ*

Интегрированный гидравлический
верхний привод ИВПГ
производства ООО «ВЗБТ»

Турбобур - это гидравлическая турбина, приводимая во вращение с помощью нагнетаемой в скважину промывочной жидкости.

Винтовой двигатель - это разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован винтовой механизм.

Электробур представляет собой электродвигатель, защищенный от проникновения жидкости, питание к которому подается по кабелю с поверхности.



Буровое оборудование и инструмент

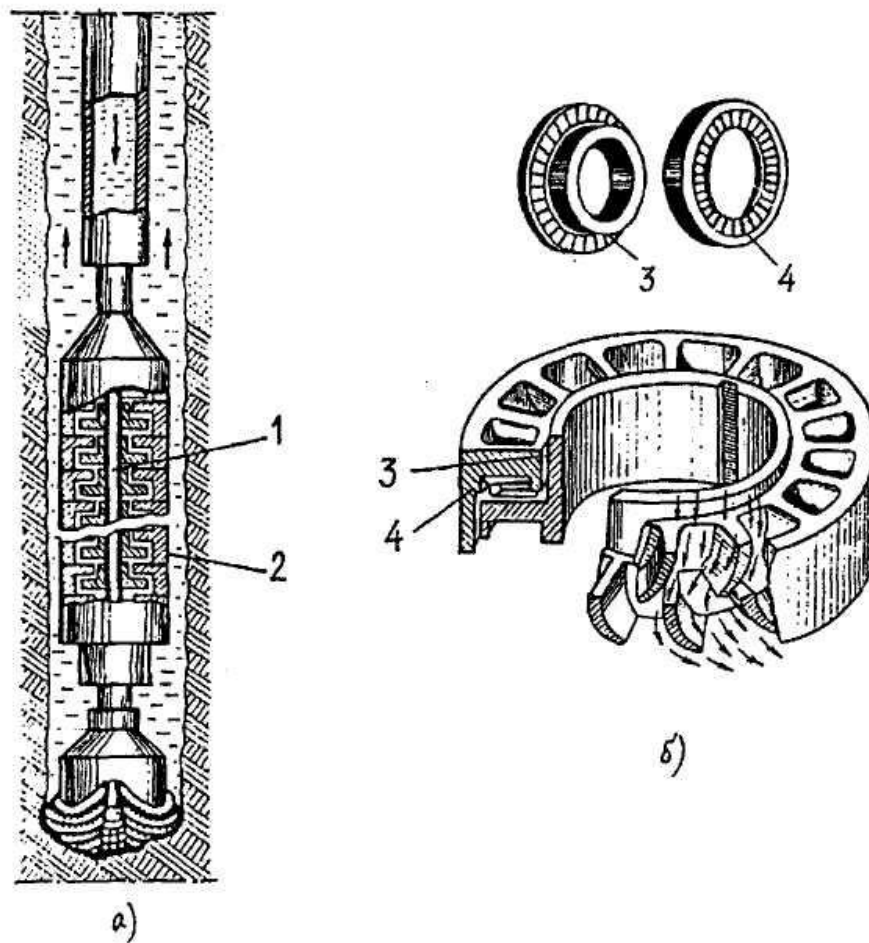
В качестве **забойных двигателей** при бурении используют турбобур, электробур и винтовой двигатель, устанавливаемые непосредственно над долотом.

Турбобур - это многоступенчатая турбина (число ступеней до 350), каждая ступень которой состоит из статора, жестко соединенного с корпусом турбобура, и ротора, укрепленного на валу турбобура. Поток жидкости, стекая с лопаток статора, натекает на лопатки ротора, отдавая часть своей энергии на создание вращательного момента, снова натекает на лопатки статора и т.д. Хотя каждая ступень турбобура развивает относительно небольшой момент, благодаря их большому количеству, суммарная мощность на валу турбобура оказывается достаточной, чтобы бурить самую твердую породу.

При **турбинном бурении** в качестве рабочей используется промывочная жидкость,двигающаяся с поверхности земли по бурильной колонне к турбобуру. С валом турбобура жестко соединено долото. Оно вращается независимо от бурильной колонны.

При бурении с **помощью электробура** питание электродвигателя осуществляется через кабель, укрепленный внутри бурильных труб

Турбобур



а - общий вид; б - ступень турбобура;
1 - вал; 2 - корпус; 3 - ротор; 4 - статор

Выбор способа бурения

Вопрос о выборе способа бурения для того или иного района нужно решать с учетом ряда факторов, из которых главнейшими являются:

- 1) геологические условия бурения (твердость и пластичность пород, наличие осложнений при бурении, особенно связанных с необходимостью утяжеления глинистого раствора);
- 2) глубина, диаметр и форма профиля ствола скважин (вертикальные или наклонные скважины);
- 3) назначение скважин и объем исследовательских работ в них;

Как показывает опыт бурения, **турбинный** способ по сравнению с роторным обеспечивает повышение коммерческой скорости бурения при геологическом разрезе, сложенном в основном твердыми породами, образующими **устойчивые** стенки скважин и при отсутствии сильных обвалов и повышенных пластовых давлений.

Таковыми условиями характеризуется большинство месторождений нефти и газа восточных районов, в которых турбинное бурение играет доминирующую роль.

Основные требования к выбору способа вращения долота определяются необходимостью обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с **высокими технико-экономическими показателями**.

Поэтому приемлемый вид бурения должен допускать, во-первых, использование таких видов буровых растворов и такой технологии проводки ствола, которые наиболее полно отвечали бы условиям предупреждения осложнений и их ликвидации и качественного вскрытия продуктивного пласта, а во-вторых — достижение высокого качества ствола скважины, ее конфигурации и наиболее высоких механических скоростей, наибольших проходок на долото.

1. РОТОРНОЕ БУРЕНИЕ

При роторном бурении **вращение** долоту передается от вращающего его механизма — **ротора**, устанавливаемого на устье, через колонну бурильных труб, выполняющих функцию полого вала.

Ротор используется и для удержания на весу колонны бурильных и обсадных труб при их спуске, подвеске, отвинчивании. *Поэтому ротор необходим и при бурении забойными двигателями.* В последнем случае на застопоренный стол ротора через колонну бурильных труб и ведущую трубу передается и реактивный крутящий момент от забойных двигателей.

Привод ротора осуществляется от лебедки через карданный вал либо цепную передачу или от индивидуального привода (ПИР). Последний позволяет в широких пределах регулировать частоту вращения (от 20 до 200 об/мин и более), снижает нагрузку на привод лебедки при подъеме колонны с вращением, уменьшает изнашивание лебедки и ее привода.

При роторном способе, в отличие от бурения гидравлическими забойными двигателями, **частота вращения долота четко устанавливается бурильщиком с пульта управления.**

Крутящий момент на долоте M не зависит непосредственно от частоты вращения, а **зависит** от изменения осевой нагрузки, свойств пород, изнашивания зубьев и опор-шарошек.

Он изменяется от минимального M , определяемого трением долота о стенки ствола, трением в опорах, до максимального, ограничиваемого подведенной на забой мощностью.

Поэтому при роторном бурении относительно **проще** подбирать оптимальный режим бурения, методику отработки долота, изменяя осевую нагрузку и частоту вращения с поста бурильщика.

При установленной на поверхности мощности привода ротора около **300 кВт** на забой передается лишь **60 кВт** при глубине бурения **3000** м и менее **30 кВт** при глубине бурения **5000** м, частоте вращения **60 об/мин** и диаметрах бурильных труб 127 и 114 мм и долота 216 мм.

При более высоких частотах (120 об/мин) передается еще меньшая мощность (**40 и 25 кВт** при тех же глубинах), существенно меньшими будут крутящие моменты и осевые нагрузки на долото. Горные породы будут разрушаться неэффективно истиранием или вследствие усталости.

С ростом глубины в связи с повышением давления всестороннего сжатия больше проявляется **пластичность горных пород**, требуются большие деформации до разрушения и большая длительность контакта зубьев долота с забоем.

Все это обуславливает необходимость снижения частоты вращения с **200-100 об/мин** при бурении на глубинах **500—2000** м до **60-20 об/мин** при бурении на больших глубинах.

Основные **преимущества** роторного способа перед турбинным:

- независимость регулирования параметров режима бурения,
- возможность срабатывания больших перепадов давления на долоте,
- значительное увеличение проходки за рейс долота в связи меньшими частотами его вращения.

Основной **недостаток** роторного способа бурения:

- быстрый износ бурильных замков, труб, КНБК, а так же
- аварии.

Применение роторного способа бурения **рационально** только в тех случаях, когда производится:

- бурение скважин долотами диаметра $\leq 190,5$ мм и менее
- бурение скважин с применением утяжелённых буровых растворов плотностью 1,7 - 1,8 г/см³ ;
- бурение в условиях высоких забойных температур (более 140 - 150 С);
- бурение глубоких интервалов с минимальной частотой вращения долота;
- разбуривание мощных толщ пластичных глин

Роторное бурение с **низкими частотами вращения** (20-80 об/мин) и **большими крутящими моментами** (150—500 кН/м) обеспечивает возможность эффективного разрушения почти **всех типов горных пород** осадочной толщи при применении различных, в том числе требующих больших удельных моментов, лопастных и алмазных долот с большим скольжением.

Эти преимущества, а также создание низкооборотных **долот с герметизированными опорами**, дающих большую проходку (сотни метров) высокопрочных бурильных и утяжеленных труб с новыми типами резьб, прочных и долговечных **вертлюгов** обусловили более широкое применение роторного бурения в последние годы.

Основной объем проходки стволов глубоких скважин в мире в настоящее время приходится на роторный способ.

2. ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ

При турбинном способе бурения бурильная колонна **не вращается**, а воспринимает реактивный крутящий момент от забойного двигателя и служит каналом для подачи гидравлической энергии на забой.

Вращение долоту передается от вала турбины, приводимого в движение **поток** бурового раствора, т. е. при турбинном способе работает один канал передачи мощности на забой.

В отличие от роторного бурения, где при постоянном n может в широких пределах изменяться M и соответственно нагрузка на долото G , при турбинном бурении n существенно изменяется с изменением G и M .

Турбобур располагается непосредственно над долотом и является машиной, преобразующей гидравлическую энергию потока бурового раствора в механическую энергию, необходимую для вращения долота.

Движущий узел турбобура — гидравлическая турбина, состоящая из множества одинаковых по конструкции элементов, называемых ступенями. Буровой раствор проходит последовательно через все ступени, и создаваемые вращающие моменты ступеней суммируются.

Под **характеристикой** турбины турбобура понимают зависимость ее мощности N , вращающего момента M , к. п. д. η , перепада давления Δp от частоты вращения вала n при заданном количестве Q прокачиваемого через нее бурового раствора.

Частота вращения вала соответствует частоте вращения роторного колеса, а вращающий момент равен сумме моментов всех ступеней $M = zm$.

Мощность на валу

$$N = n \cdot zm$$

где m — момент одной ступени.

Мощность N может определяться также по расходу Q и перепаду давления $\Delta\rho = \Delta\rho_m z$, где $\Delta\rho_m$ — перепад давления в одной ступени, т. е.

$$N = \Delta\rho Q \eta$$

Корпус турбобура через переводник присоединяется к бурильной колонне, а она через ведущую трубу и вкладыши ротора передает реактивный крутящий момент на застопоренный стол ротора.

Рабочая характеристика турбобура

В отличие от турбины рабочая характеристика турбобура учитывает затраты мощности на трение в опорах турбобура и дает таким образом, возможность определить крутящий момент, мощность на долоте в зависимости от расхода, частоты вращения, осевой нагрузки, свойств пород, типа и степени износа долота. Для удобства пользования и наглядности рабочую характеристику представляют в графическом виде.

На рис.1 приведена рабочая характеристика турбины турбобура. Поскольку не учитывается потеря мощности в подшипниках, при отсутствии нагрузки на валу турбина будет вращаться с максимальной частотой n_x .

При создании на валу сопротивления вращению частота вращения снижается пропорционально приложенному крутящему моменту. При полной остановке вала ($n = 0$) момент достигает максимального значения, называемого тормозным моментом M_T . Значение крутящего момента на валу турбины при частоте вращения вала $0 < n < n_0$ определяется из выражения

$$M = M_T \left(1 - \frac{n}{n_0}\right)$$

При этом мощность на валу турбины

$$N = M \omega = M_T \frac{\pi n}{30} \left(1 - \frac{n}{n_0}\right)$$

Исследование этой функции показывает, что N максимальна при $n = \frac{n_0}{2}$ (режим максимальной мощности турбины).

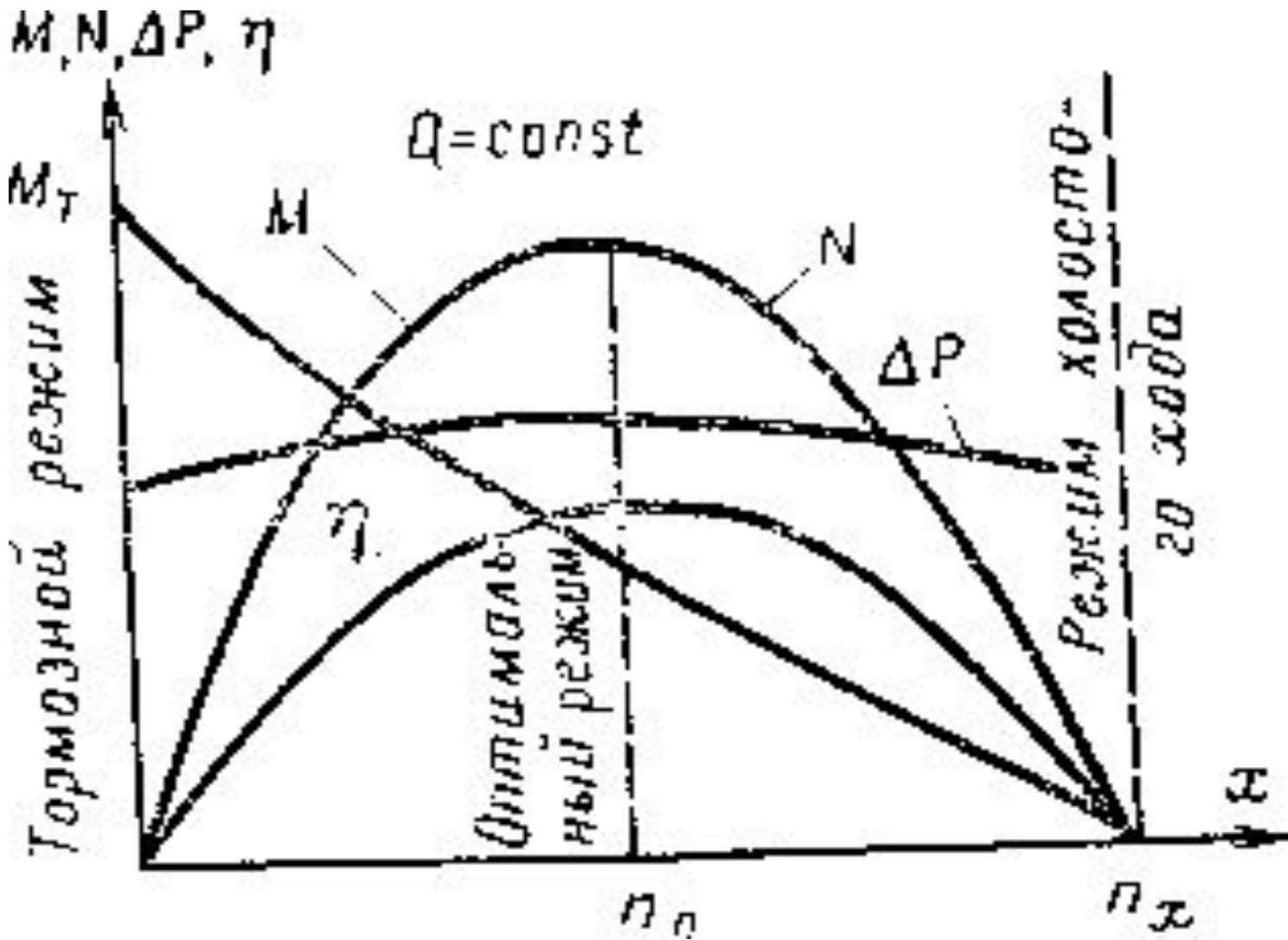


Рис.1 Рабочая характеристика турбины турбобура

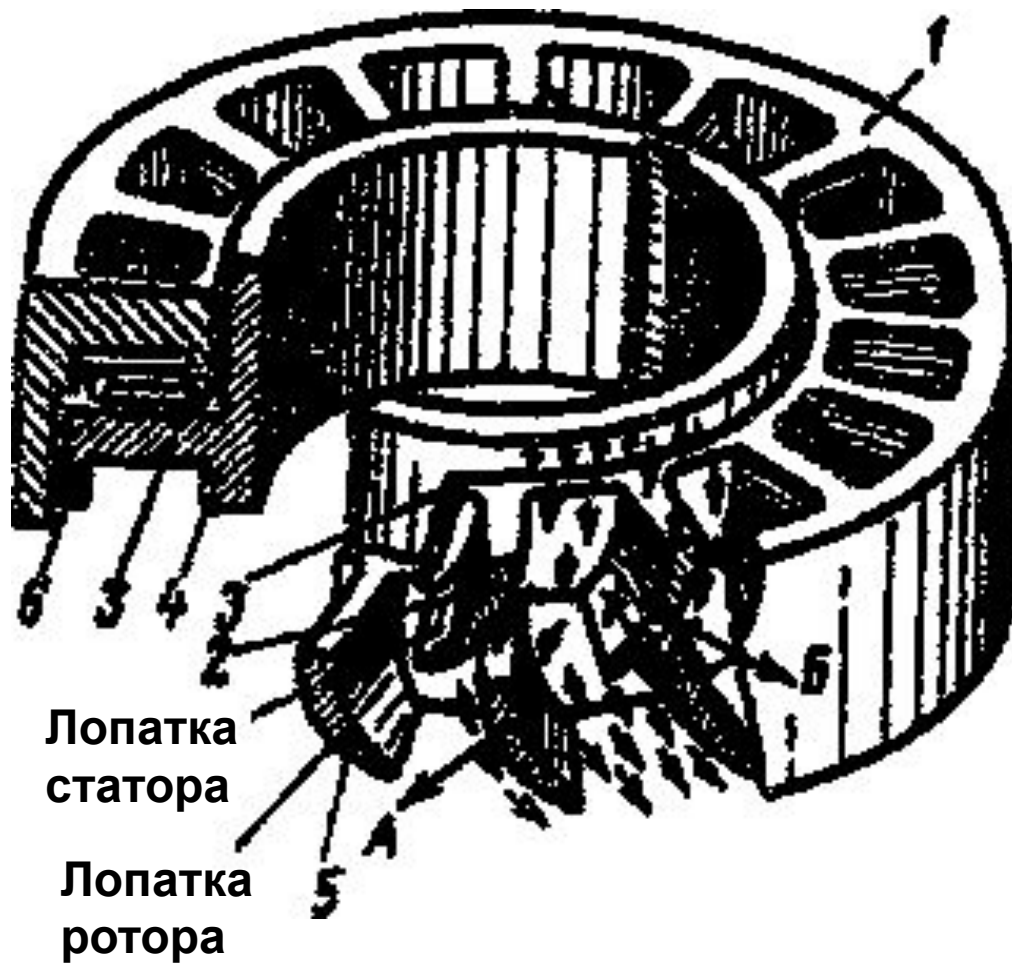


Рис.2 Устройство и принцип действия одной ступени турбобура

Профиль лопаток турбины выбирается так, чтобы перепад давления на турбине мало изменялся при уменьшении или увеличении частоты вращения и максимум к. п. д. достигался при $n \approx n_x/2$. Однако в настоящее время выпускают турбобуры с так называемой падающей линией давления. У них перепад давления зависит от частоты вращения вала и при уменьшении ее от n_x до нуля перепад давления снижается приблизительно в 2 раза. Это позволяет улучшить в целом рабочую характеристику турбины - повысить устойчивость ее работы и при $n < n_x/2$.

С изменением количества и качества бурового раствора, прокачиваемого через турбину, изменяются ее энергетические параметры согласно соотношениям из теории турбин:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2} \quad \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2} \quad \frac{M_1}{M_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2}$$

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{Q_1^3}{Q_2^3} \quad \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{M_1}{M_2} \quad \frac{N_1}{N_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2}$$

Здесь ρ_1 и ρ_2 - перепады давления в турбине при расходах Q_1 и Q_2 и плотностях бурового раствора ρ_1 и ρ_2

Отношение M/n при роторном бурении значительно больше, чем при турбинном. Особенно сильно это различие для турбобуров малого диаметра, поскольку велико влияние диаметра турбобура на его мощность и крутящий момент (при других неизменных параметрах):

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{M_1}{M_2} = \frac{d_1^5}{d_2^5}$$

(d и d_1 d_2 - диаметры турбобура)

Бурение **турбобурами рационально** производить только в тех случаях, когда производится:

- Бурение наклонно направленных скважин и бурение вертикальных скважин глубиной до 3000м.
- Бурение скважин в условиях низких забойных температур, менее 140 °C.
- Использование буровых растворов, плотностью, менее 1,7 г/см³.

Особенности турбинного бурения

1. Улучшаются в отличие от роторного способа условия **работы бурильной колонны**, что позволяет облегчить и удешевить ее, применить легкосплавные и тонкостенные стальные бурильные трубы.

Осевая нагрузка на долото, как и в роторном бурении, передается частью веса бурильной колонны, однако длина УБТ может быть уменьшена, поскольку передающий осевую нагрузку сжатый участок колонны не испытывает таких сложных напряжений, как при роторном бурении, реже встречаются усталостные поломки. Во избежание зависания и прилипания колонны целесообразно периодическое ее проворачивание ротором.

Срок службы бурильной колонны обычно в 2 раза больше, чем при роторном способе.

Однако повышенные давления в циркуляционной системе вызывают более частый промыв резьб, что требует их тщательного контроля, хорошего крепления, использования соединений повышенной герметичности.

2. Возрастает **механическая скорость** проходки вследствие высокой частоты вращения долота, что ведет к значительному росту коммерческой скорости, особенно скважин небольшой и средней глубины.

Однако снижается проходка на долото в связи с повышенным износом опор и вооружения долот, отсутствием долот с герметизированной опорой для высокооборотного бурения, ограничением перепада давления в насадках долота.

Недостаточно длителен межремонтный срок эксплуатации опор турбобура, что снижает эффективность применения износостойких алмазных долот, долот ИСМ; для их эффективного использования в ряде случаев недостаточен и крутящий момент.

3. Могут использоваться все виды буровых растворов, исключение составляет лишь продувка воздухом. При бурении с промывкой аэрированными растворами удается частично полезно использовать и установленную мощность привода компрессоров. Однако турбина имеет относительно низкие показатели при использовании очень вязких и утяжеленных растворов. Турбины и опоры быстро изнашиваются при высоком содержании в растворе твердой фазы, шлама и песка.
4. Облегчается отклонение ствола скважины в требуемом направлении.
5. Улучшаются условия работы обслуживающего персонала, так как отсутствует шум ротора и уменьшаются вибрации на буровой.

3. БУРЕНИЕ ОБЪЕМНЫМИ ВИНТОВЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

Винтовые двигатели, применяемые за рубежом, представляют собой обращенный винтовой насос с однозаходным винтом.

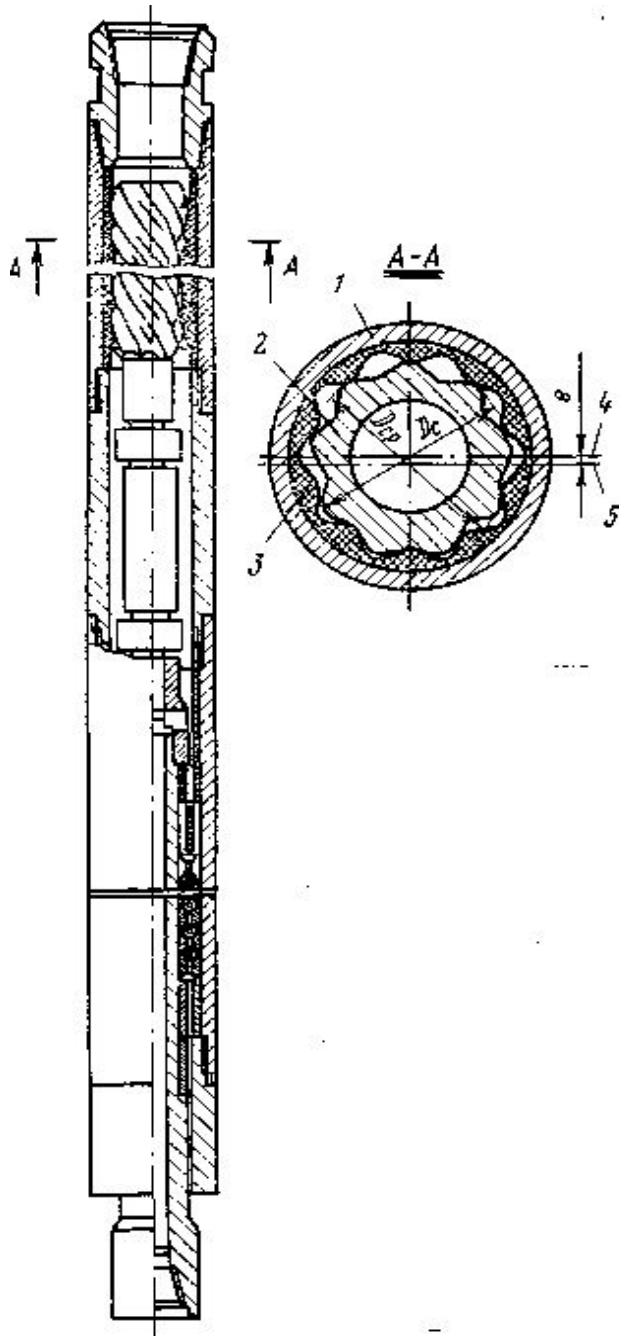
Они имеют характеристику, близкую характеристике турбобуров, несколько уступая им по мощности.

Например, «Дайна-Дрилл» диаметром 197 мм при расходе жидкости 28 дм³/с имеет частоту вращения 320 об/мин, вращающий момент 1300 Н·м, мощность 42 кВт, перепад давления 17 МПа, что примерно соответствует характеристике турбобура А7Н4С.

В отличие от «Дайна-Дрилл» в отечественных двигателях применен многозаходный винтовой механизм, который одновременно является объемным двигателем и планетарным редуктором с эпициклической зубчатой передачей.

Рис. 3 Забойный винтовой двигатель Д-85:

1- корпус; 2- ротор;
3- статор; 4,5- оси
статора и ротора



На рис. 3 показан объемный гидравлический планетарный двигатель. Он состоит из резинового статора 1, неподвижно закрепленного в корпусе 2, и стального ротора 3.

Ротор и статор представляют собой как бы пару зубчатых колес внутреннего зацепления.

Зубья расположены по винтовой линии, поэтому ротор можно рассматривать как многозаходный винт, а статор— как многозаходную гайку, имеющие разные шаги. Число зубьев (заходов) статора на один больше, чем у ротора.

Ротор располагается в статоре наклонно и полностью разделяет входную и выходную полости двигателя.

Буровой раствор поступая под давлением в замкнутый объем, давит на поверхность ротора и заставляет его обкатывать поверхность статора совершая планетарное движение. С помощью шарниров последнее преобразуется во вращательное движение шпинделя, который по назначению и устройству аналогичен шпинделю турбобура.

Характеристика винтового двигателя отличается от характеристики турбобура. Теоретически частота вращения его пропорциональна расходу бурового раствора и не зависит от вращающего момента. По мере роста крутящего момента на долоте увеличивается перепад давления:

$$M = q \Delta p / 2 \eta \pi$$

где q -объем полостей винтового двигателя; η к. п. д. двигателя

Практически вследствие значительного трения в двигателе и утечек раствора вращающий момент не прямо пропорционален перепаду давления, а частота вращения несколько уменьшается по мере роста вращающего момента, но гораздо меньше, чем у турбобура (рис. 4).

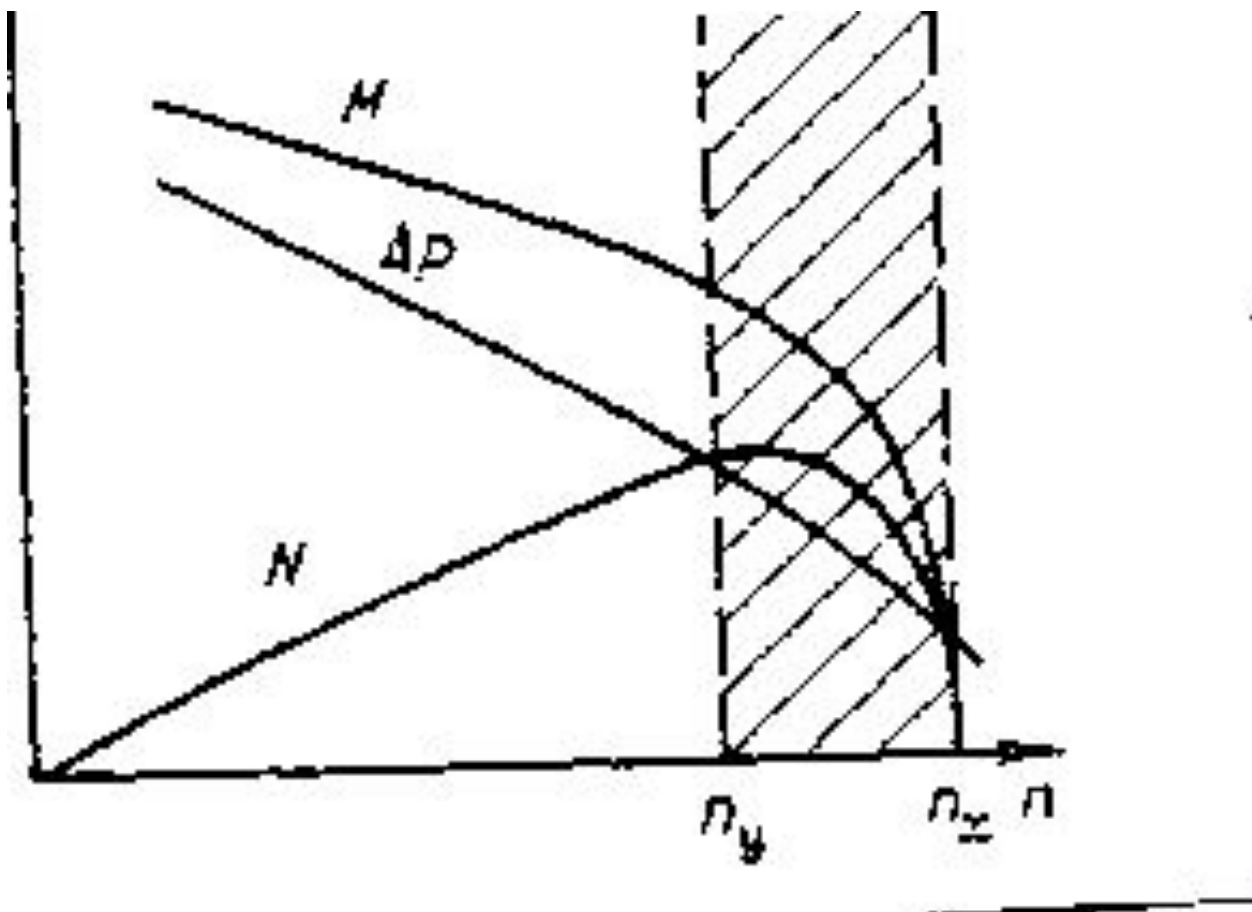


Рис. 4 Рабочая характеристика винтового забойного двигателя

Как отмечалось выше, перепад давления в турбобуре почти не изменяется с увеличением или уменьшением момента при повышении крутящего момента на долоте и в опорах турбобура до $M = M_{\text{крит}}$, вал турбобура останавливается, раствор продолжает поступать на забой.

В объемном двигателе при повышении крутящего момента давление продолжает расти, пока или не сработает предохранительный клапан, или раствор, отгибая резиновые элементы статора, не начнет проходить частично на забой.

При этом снизится и частота вращения.

При дальнейшем увеличении момента вал двигателя остановится, раствор, отгибая резиновые винтовые поверхности статора, будет проходить через объемный двигатель на забой.

Теоретически частота вращения

$$n = 60 \frac{Q}{q} \cdot \frac{1}{z}$$

где Q — подача бурового насоса, дм³/с.

Общий начальный к. п. д. в режиме максимальной мощности винтовых двигателей составляет 48—55% в зависимости от усилия предварительного натяга между ротором и статором, смазывающих способностей бурового раствора, диаметра ротора.

Мощность винтового двигателя зависит от расхода и перепада давления в нем

$$N = Q \Delta p_{об} \eta$$

Практически мощность может быть повышена путем увеличения объема полостей двигателя, диаметра ротора, удлинением шага винтовой линии и изменением числа заходов. Последнее в отечественных конструкциях составляет 5:6—9: 10.

Необходимо повысить стойкость статоров, которая составляет в среднем 30—50 ч, достигая 180 ч в отдельных опытных образцах. Резина постоянно подвергается деформации, трению и нагревается. Температура даже на некотором удалении от трущихся поверхностей достигает 130°С, происходит коррозия поверхности ротора, повышается ее шероховатость.

При бурении объемными винтовыми двигателями в твердых породах проходка на долото увеличивается более чем в 2 раза, а в мягких — на 20—50% по сравнению с турбинным способом, механическая скорость ниже на 20—50% в обоих случаях.

Большой "крутящий момент" объемных винтовых двигателей в принципе дает возможность успешно применять долота, требующие высоких крутящих моментов,— трехшарошечные с большими высотой и шагом зубьев, со значительным скольжением, одношарошечные при бурении мягких, пластичных пород.

Относительно низкая частота вращения объемных винтовых двигателей позволяет использовать их с большей эффективностью, чем турбобуры, и при разбурировании абразивных пород.

4. БУРЕНИЕ ЭЛЕКТРОБУРОМ

Отечественная промышленность выпускает электробуры различных типов и размеров, конструкции которых аналогичны.

Преимущество электрического двигателя перед гидравлическим состоит в том, что у электробура частота вращения, момент и другие параметры не зависят от количества подаваемой жидкости, ее физических свойств и глубины скважины, и в возможности контроля процесса работы двигателя с поверхности.

К **недостаткам** относятся сложность подвода энергии к электродвигателю, особенно при повышенном давлении, и необходимость герметизации электродвигателя от бурового раствора.

Бурение электробурами **рационально** производить только в тех случаях, когда производится:

- бурение наклонно-направленных скважин в сочетании с телеметрическими системами;
- вскрытие продуктивных горизонтов горизонтальными и разветвлённо-горизонтальными стволами;
- бурение с продувкой забоя скважины воздухом;
- бурение алмазными долотами и долотами типа ИСМ.

**Рекомендуемые
области
применения
рассмотренных
способов
бурения**

Геолого-технические условия бурения.	Способ бурения		
	ротор	Г.З.Д.	эл.бур
1	2	3	4
Глубина бурения, м:			
до 3500	+	+	+
3500-4200	+	-	+
>4200	+	-	-
Забойная температура, С ⁰ :			
< 140	+	+	+
>140	+	-	-
Диаметр долота, мм:			
< 190	+	-	-
> 190	+	+	+
Профиль ствола скважины:			
вертикальный	+	+	+
наклонно - направленный	-	+	+
Породоразрушающий инструмент:			
двух и трехлопастной	+	-	-
Шарошечные долота типа М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТК, ТКЗ, К,ОК	+	+	+
многолопастные истирающего действия	-	+	+
алмазный	-	+	+
Тип циркулирующего агента:			
газы, пены	+	-	+
Буровые растворы со степенью			
высокой	+	-	+
низкой	+	+	+
Буровые растворы плотностью, г/см			
< 1.7- 1.8	+	+	+
> 1.7-1.8	+	-	-

<http://www.youtube.com/watch?v=bm0lvHxrNmY>

БЭРБС 2 4 6 Полный цикл строительства скважин Часть 1
Технология бурения скважин – 25 min

Добыча нефти в России Документальный фильм 2013 г

<http://www.youtube.com/watch?v=8eP3bgwjXY>

Тяжелая нефть. Фильм С.Брилева. Часть 2

<http://www.youtube.com/watch?v=XJdnAK6EM0o>

<https://www.youtube.com/watch?v=x5qVUA70550> – аварии на
буровых-фонтаны