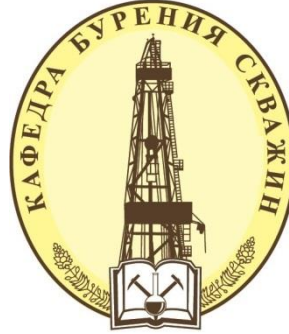


Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Институт природных ресурсов
Кафедра бурения скважин



Геонавигация в бурении

Курс лекций

**Автор: Епихин А.В.
ст. преп. каф. бурения скважин**

Томск-2016 г.



Тема №6

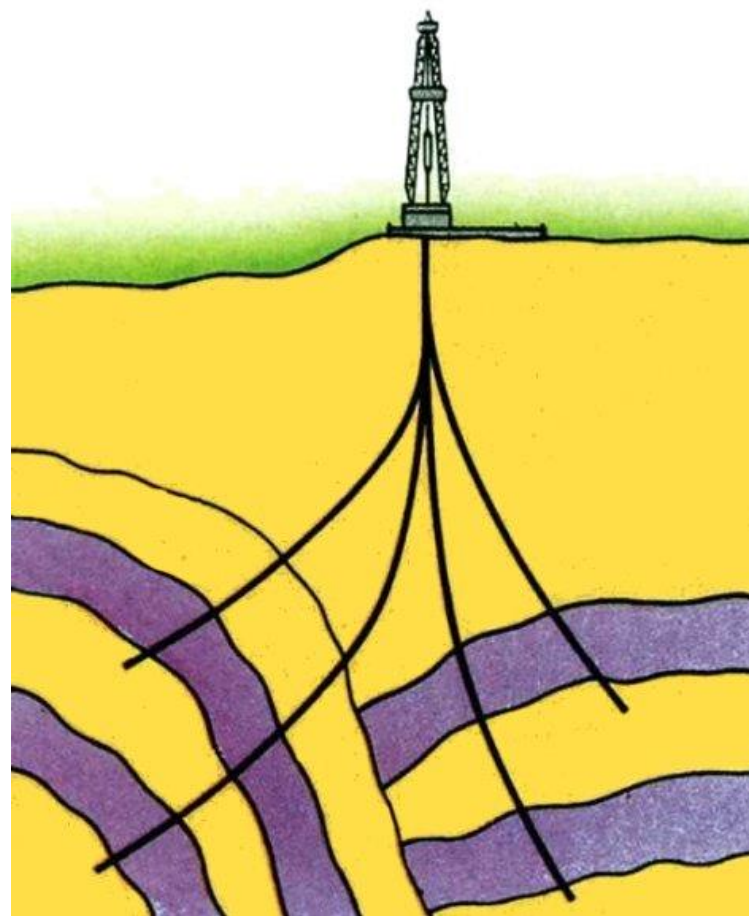
Типы КНБК. Проектирование и управление КНБК.



Виды КНБК

По назначению существуют следующие виды КНБК:

- для бурения вертикальных скважин;
- для бурения наклонно-прямолинейных и искривлённых интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин;
- роторные управляемые системы (РУСы).





Виды КНБК для бурения вертикальных скважин

Основными задачами при бурении вертикальных скважин являются предупреждение искривления ствола и приведение ствола скважины к вертикали в случае его искривления.

При бурении скважин применяются следующие основные **способы** обеспечения вертикальности ствола:

- использование эффекта «маятника» за счёт создания максимально возможной отклоняющей силы на долоте, направленной в сторону, противоположную направлению искривления ствола, и увеличение при этом интенсивности фрезерования стенки ствола боковой поверхностью долота;
- сохранение имеющегося незначительного зенитного угла ствола скважины
- за счёт центрирования нижней части КНБК путём размещения центрирующих на оптимальном расстоянии от долота;
- активное уменьшение искривления ствола за счёт отклоняющей силы или
- изменения направления оси долота.

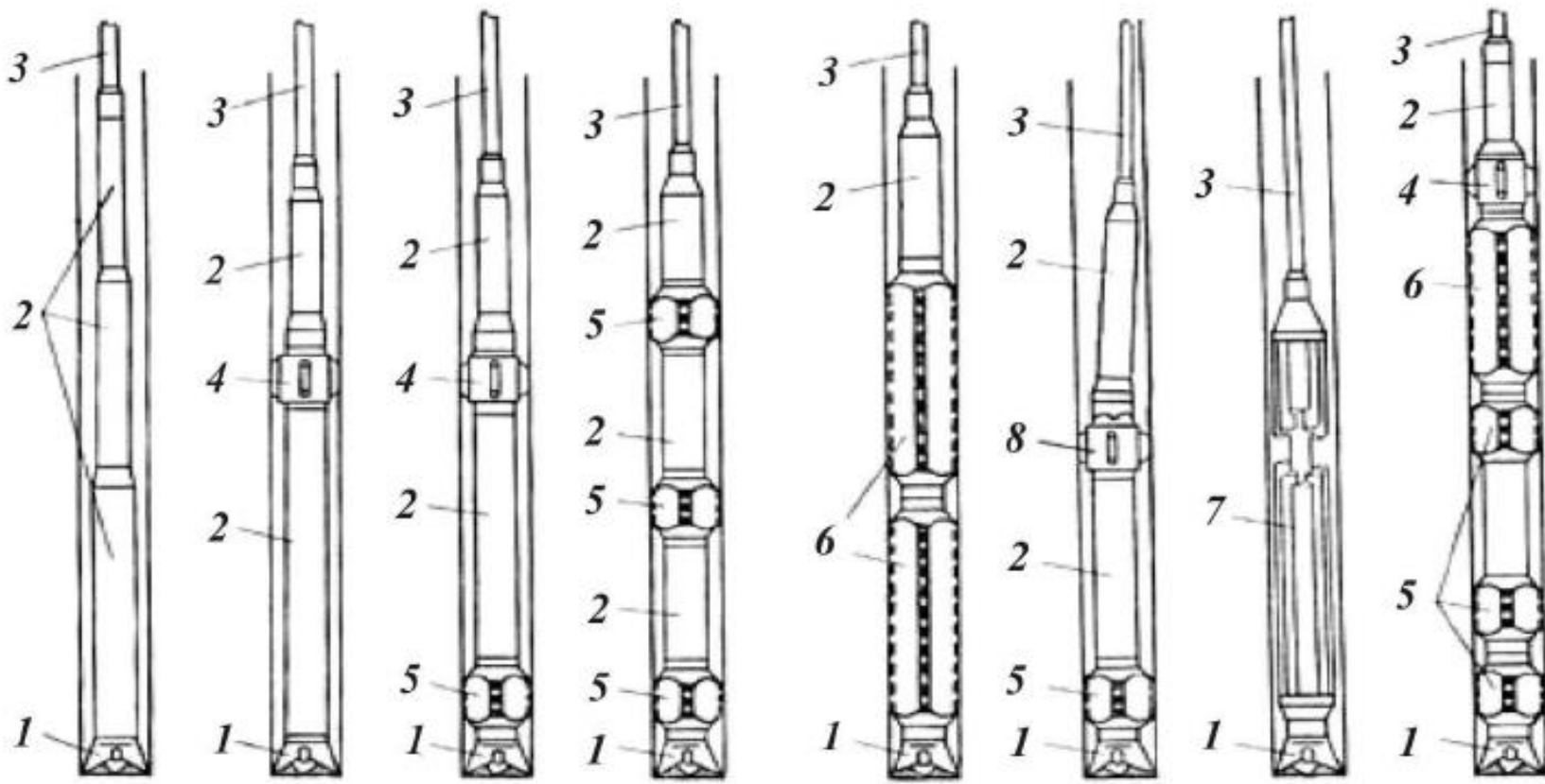
Указанные способы проводки вертикального ствола скважины реализуются соответствующими **техническими средствами**:

- маятниковые КНБК;
- жёсткие КНБК,
- ступенчатые КНБК;
- РУСы.



Виды КНБК для бурения вертикальных скважин

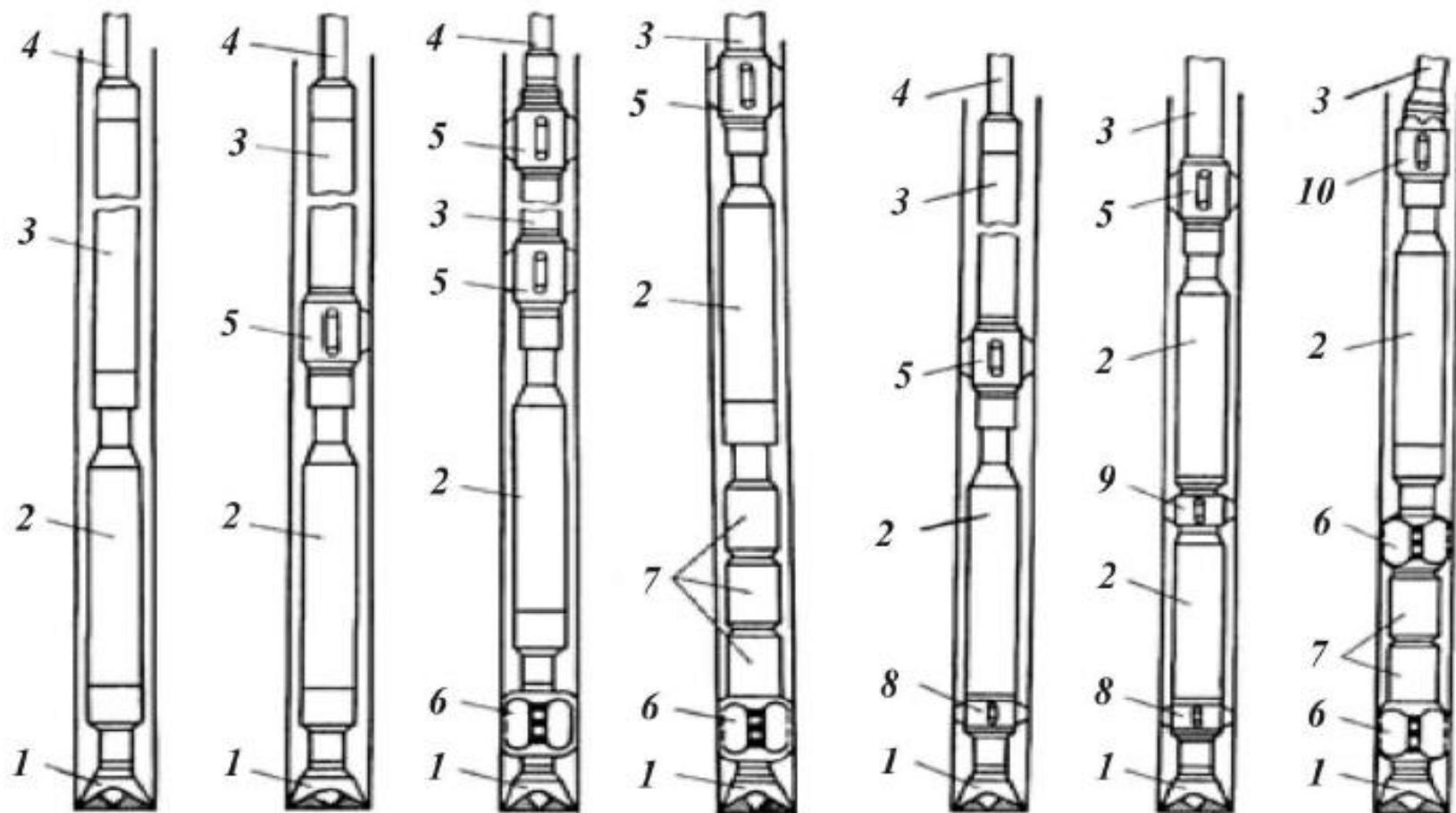
Компоновки для **роторного способа** бурения вертикальных скважин: 1 – долото; 2 – УБТ; 3 – бурильные трубы; 4 – центратор; 5 – калибратор; 6 – стабилизатор (квадратные УБТ); 7 – наддолотное стабилизирующее устройство (НСУ); 8 – шарнирный центратор





Виды КНБК для бурения вертикальных скважин **забойным двигателем**

Компоновки бурения вертикальных скважин **забойным двигателем**: 1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – УБТ; 4 – бурильные трубы; 5 – центратор; 6 – калибратор; 7 – наддолотный маховик; 8 – центратор на ниппеле забойного двигателя; 9 – межсекционный центратор; 10 – шарнирный центратор





Жесткая КНБК для вертикального бурения

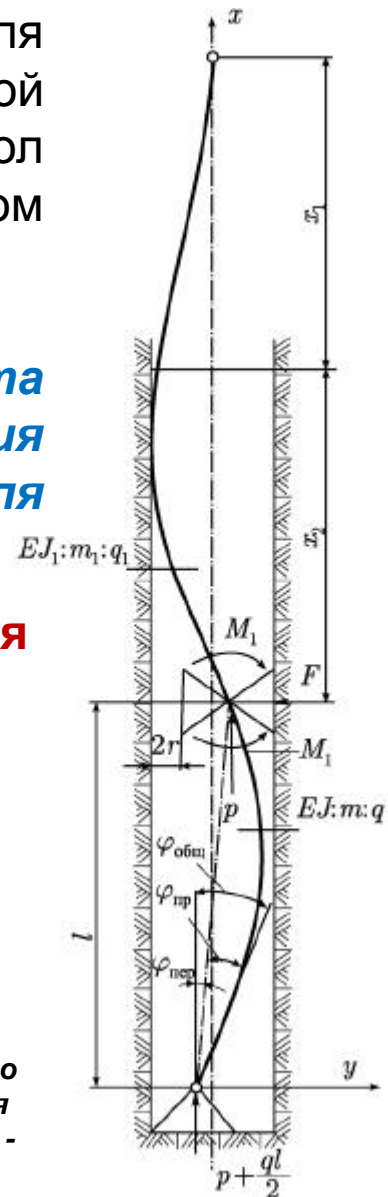
Следовательно, основной задачей при расчёте КНБК для бурения вертикальной скважины является нахождение такой длины её направляющей секции, при которой общий угол поворота оси долота был бы минимальным при любом сочетании технологических факторов.

Минимум общего угла ($\varphi_{\text{общ}} = \varphi_{\text{пр}} + \varphi_{\text{пер}}$) поворота оси долота является критерием нахождения оптимальной длины её направляющей секции для условий вертикальной скважины.

Длина направляющей секции КНБК для предупреждения искривления вертикальной скважины

$$L_{\text{MAX}} = 0,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}}$$

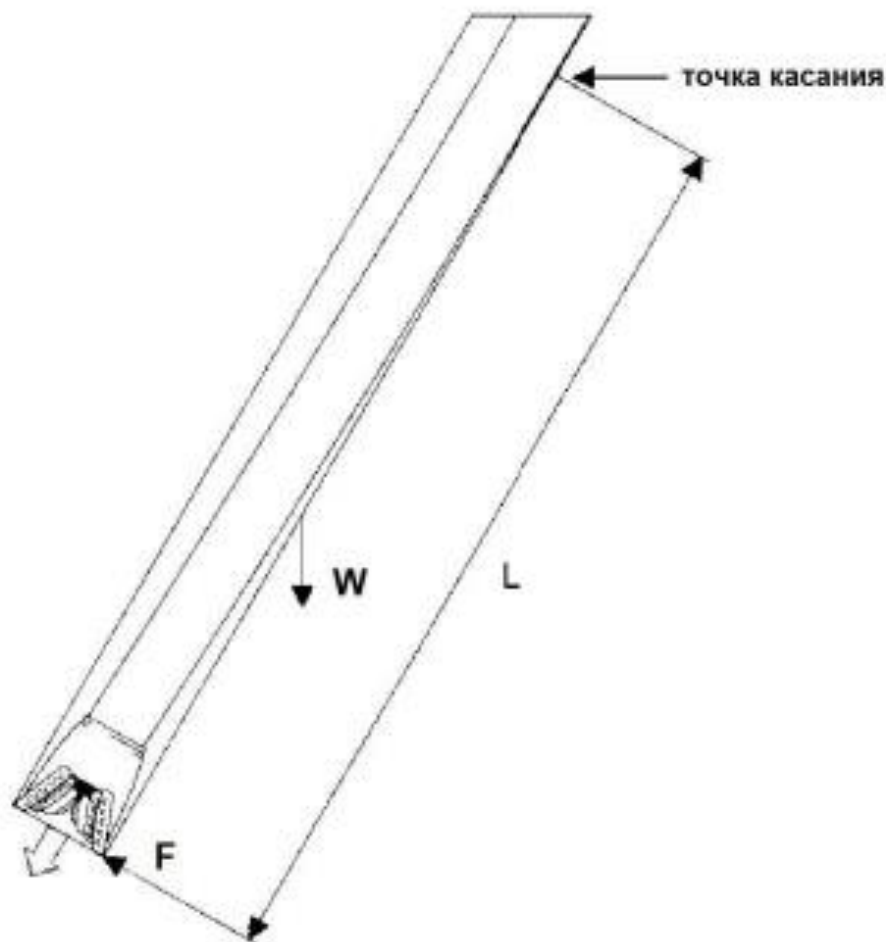
X_1 – длина растянутой части буровой колонны; X_2 - длина сжатой части буровой колонны; P – осевая реакция, приложенная к нижнему концу буровой колонны и равная по величине весу сжатой части колонны; M_1 – реактивный изгибающий момент; F - боковая реакция на опоре (центрирующем элементе, расположенном на верхнем конце КНБК); EJ_1 - жёсткость на изгиб буровой колонны; q_1 - вес единицы длины буровой колонны в промывочной жидкости; l – длина жёсткой КНБК; EJ - жёсткость на изгиб (УБТ, забойный двигатель) КНБК; q - вес единицы длины основы КНБК в промывочной жидкости.





Маятниковая КНБК для вертикального бурения

Маятниковые КНБК применяются для приведения ствола искривлённой скважины к вертикали.

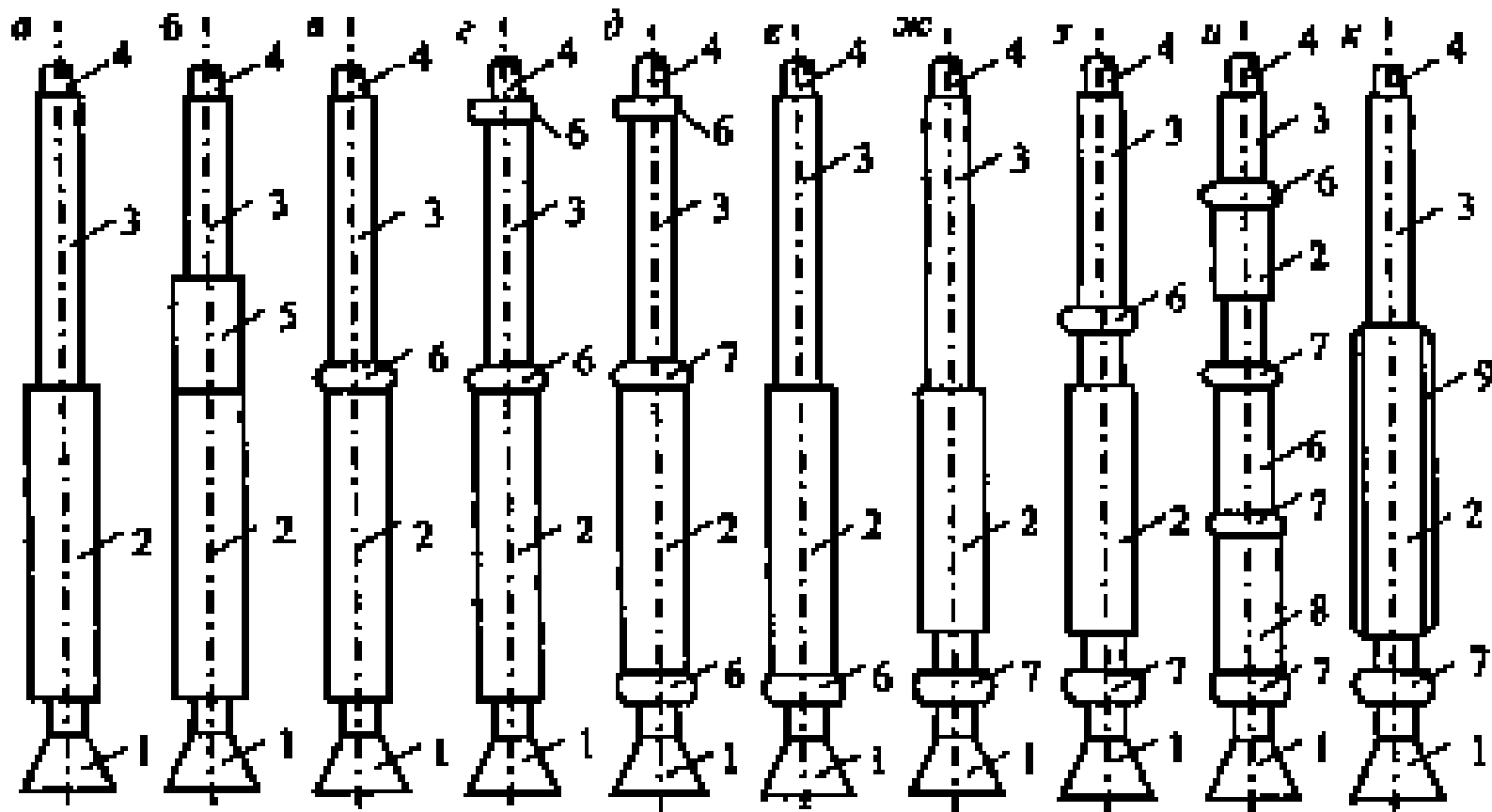


$$L = \sqrt[4]{\frac{12 \cdot (D_{II} - d) \cdot EJ}{q \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{CT}}{\rho_{CT} - \rho_{БР}}},$$

$$F = \frac{q \cdot \sin \alpha \cdot L}{2} \cdot \frac{\rho_{CT} - \rho_{БР}}{\rho_{CT}},$$



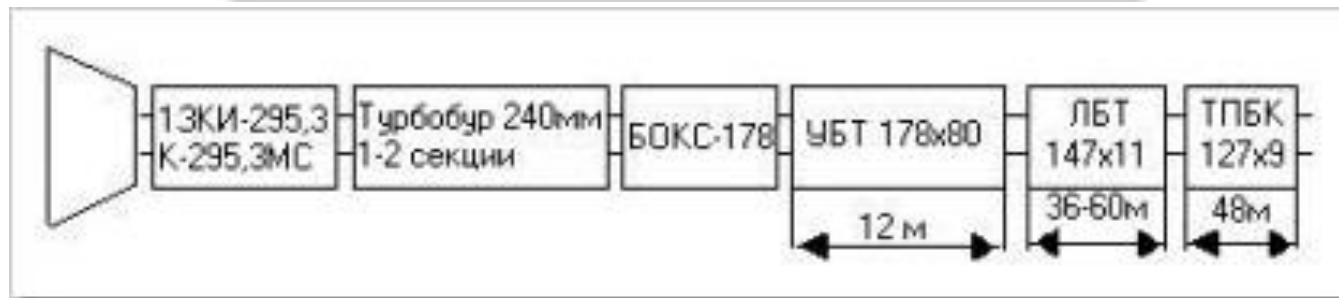
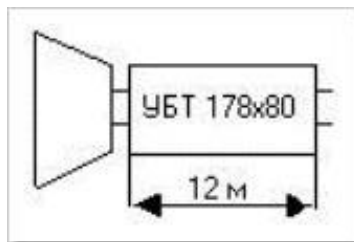
Примеры жестких и маятниковых КНБК



а-г – **отвесные (маятниковые) компоновки**; д-к - **жесткие компоновки**; 1 - долото; 2 - забойный двигатель или жесткая наддолотная часть УБТ (при роторном бурении); 3 - УБТ; 4 - бурильные трубы; 5 - укороченная УБТ; 6 - центратор; 7 - калибратор; 8 - маховик; 9 - стабилизатор



Примеры КНБК для вертикальных участков

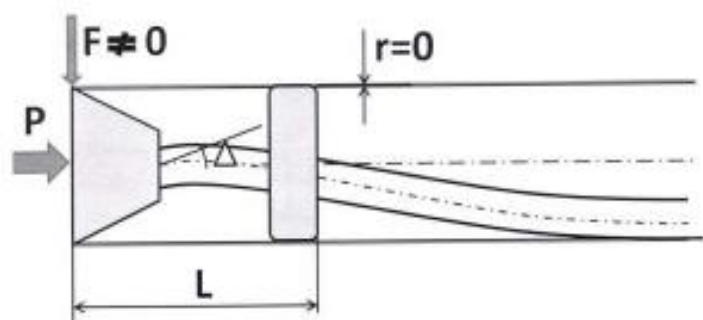




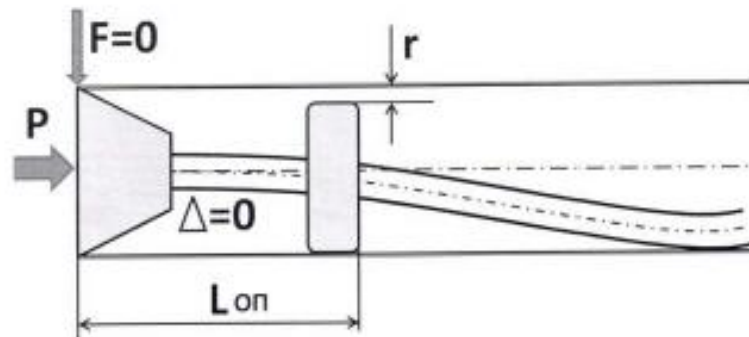
КНБК для направленного бурения

При размещении КНБК в наклонно-прямолинейном стволе скважины долото разрушает забой скважины в осевом и поперечном направлении под действием осевой нагрузки и отклоняющей силы на долоте.

Отклоняющая сила численно равна поперечной реакции (F) стенки скважины на долоте, но противоположна по направлению. Кроме того, за счёт изгиба нижней части бурильной колонны ось долота в общем случае не совпадает с осью ствола скважины, другими словами, долото при этом расположено в скважине по отношению к её оси с перекосом. Таким образом, на направление бурения определяется отклоняющей силой (F) и углом (Δ) перекоса долота. За счёт фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота и несовпадения оси долота с осью скважины её ствол отклоняется от прямолинейного направления.



а)



б)

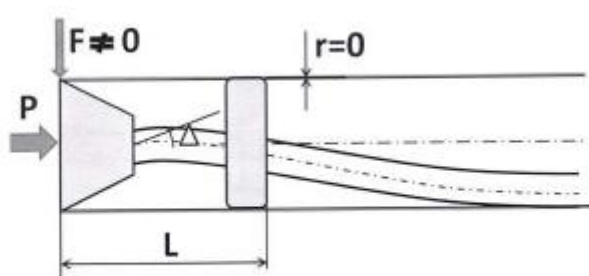


КНБК для направленного бурения

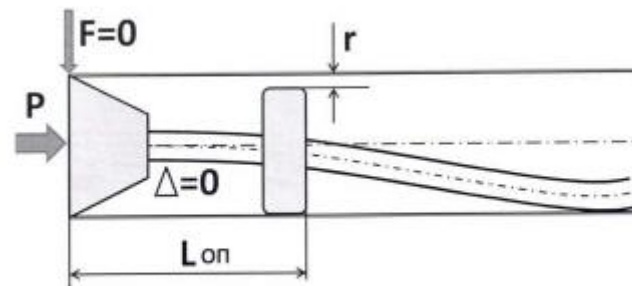
При **выполнении условий** долото будет разрушать горную породу только в направлении оси скважины, что обеспечит стабилизацию направления бурения скважины. Для этого диаметр центратора должен быть несколько меньше диаметра долота, а длина направляющей секции КНБК соответствовать расчётному значению.

При **равенстве нулю** не только отклоняющей силы на долоте, но и угла его перекоса горная порода будет разрушаться только в направлении оси ствола скважины или касательной к оси искривлённого интервала скважины. Проектирование КНБК предполагает определение длины секций и диаметра опорных элементов, при которых выполняются поставленные условия на долоте и которые принято называть критерием оптимизации.

$$\left. \begin{aligned} F &= 0 \\ \Delta &= 0 \end{aligned} \right\}$$



а)

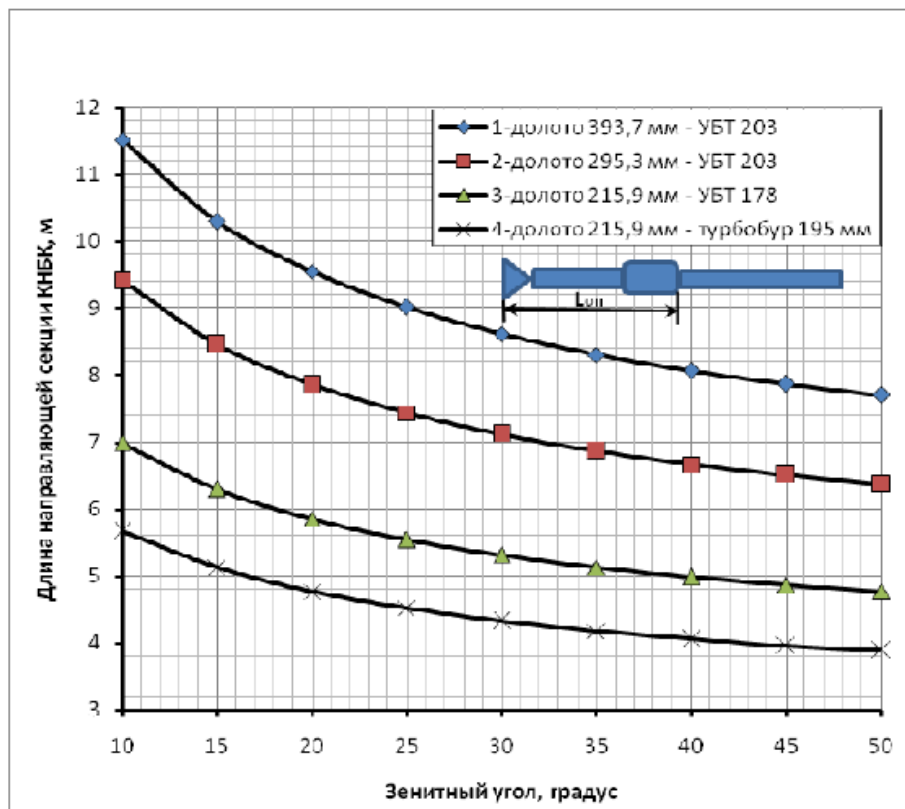


б)



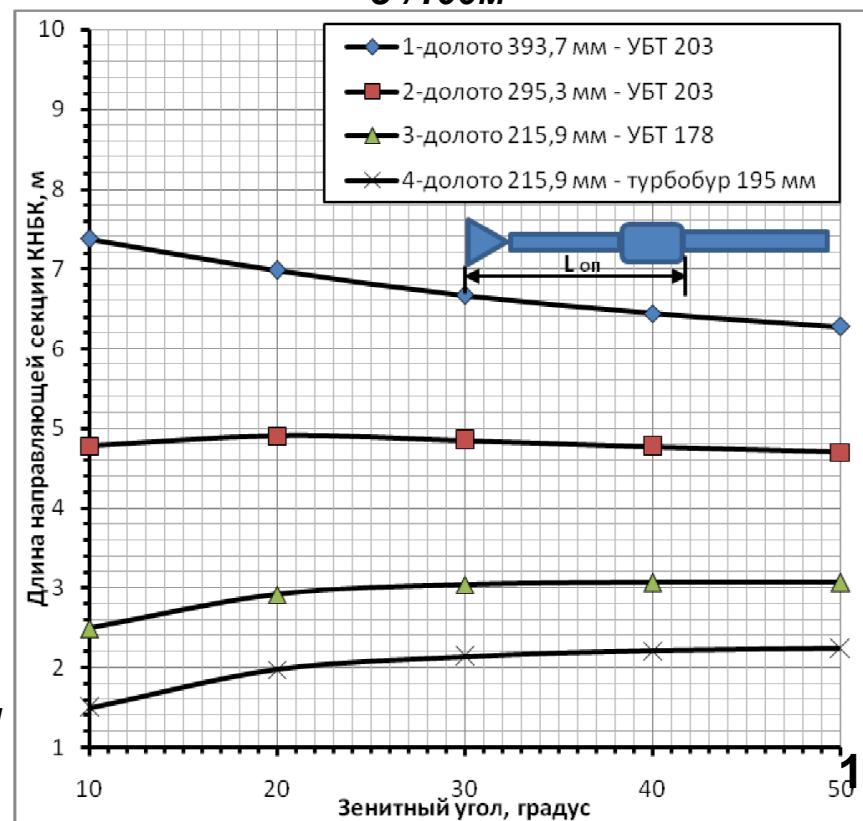
КНБК для направленного бурения

Для одноцентраторной КНБК при заданном значении зенитного угла и кривизны ствола скважины существует единственная пара оптимальных значений диаметра центратора и длины направляющей секции. Представлены зависимости длины направляющей секции стабилизирующей КНБК с одним центратором от зенитного угла.



Длина (ЛОП) направляющей секции стабилизирующей КНБК с одним центратором для бурения наклонно-прямолинейного интервала профиля скважины

Длина (ЛОП) направляющей секции КНБК с одним центратором для бурения наклонного интервала профиля скважины с интенсивностью увеличения зенитного угла 3°/100м





КНБК для направленного бурения

На основании расчётных оптимальных размеров КНБК необходимо определить расположение центратора с учётом размеров долота, калибратора и других технологических элементов КНБК.

При бурении **ротормым способом** определяется длина переводника-удлинителя (отрезка УБТ), который необходимо установить между центратором и долотом или калибратором, если последний включается в состав КНБК, таким образом, чтобы длина направляющего участка равнялась расчётному ($ЛОП$) оптимальному значению.

$$H_3 = L - H_1 - H_2 - H_4$$

где H_3 – длина переводника-удлинителя, м;

L – расчётная длина направляющей секции КНБК, м;

H_1 – высота долота, м;

H_2 – длина наддолотного калибратора, м;

H_4 – длина центратора, м.





КНБК для направленного бурения

При бурении забойным двигателем и использовании передвижных центраторов место установки (расстояние от торца наддолотного переводника вала шпинделя до центратора) нижнего центратора на корпусе забойного двигателя определяется из выражения:

$$H_3 = L - H_1 - H_2 - H_4$$

где H_3 – расстояние от нижнего торца наддолотного переводника вала шпинделя забойного двигателя до центратора, м;

L – расчётная длина направляющей секции, м;

H_1 – высота долота, м;

H_2 – длина наддолотного калибратора, м;

H_4 – длина центратора, м.

Расстояние между центраторами для КНБК с двумя центраторами равно:

$$L_{1ц} = L_1 - H_4$$

где $L_{1ц}$ – расстояние между торцами соседних центраторов, м;

L_1 – расчётное расстояние между центраторами, м.



КНБК для направленного бурения

Расчет забойного двигателя-отклонителя

У забойного двигателя-отклонителя между секцией шпинделя и рабочей секцией расположен искривлённый переводник или механизм искривления.

В соответствии с заданным радиусом (R) кривизны ствола скважины рассчитывается необходимый **угол (Δ) изгиба искривлённого переводника** или механизма искривления по формуле:

$$\Delta = \arcsin \left[\frac{L_1 + L_2}{2R} \right] + \beta$$

$$\beta = \arctg \left[\frac{D - d}{2L_1} \right]$$

где R - радиус кривизны ствола скважины, м;

L_1 , L_2 - длина нижней и верхней секций забойного двигателя-отклонителя соответственно, м;

Δ – угол перекоса искривлённого переводника, град.;

D , d - диаметр скважины и корпуса забойного двигателя-отклонителя соответственно, м.





КНБК для направленного бурения

Расчет забойного двигателя-отклонителя

При этом необходимо выполнение следующих условий.

Длина каждой секции должна быть меньше длины (L_1) жёсткого звена КНБК, которая определяется из выражения:

$$L_1 = \frac{4}{3} \cdot \sqrt[4]{\frac{(D-d) \cdot EJ}{g}}$$

где D , d – диаметр долота и секции забойного двигателя соответственно, м;
 EJ – жёсткость на изгиб секции забойного двигателя, кН*м²;
 g – поперечная составляющая веса единицы длины секции забойного двигателя, кН/м.

Максимальная длина (L_{III}) **шпинделя** с долотом, при которой обеспечивается его вписывание в искривлённый ствол скважины с радиусом кривизны

$$L_{III} = 2,4 \cdot \sqrt{R(D-d)}$$

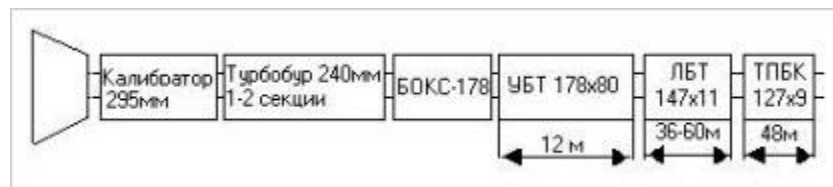
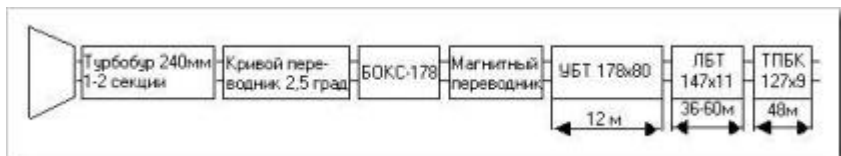
Рабочая секция забойного двигателя-отклонителя также должна вписываться в искривлённый ствол скважины без деформации, и её длина (L_C) должна удовлетворять соотношению:

$$L_C \leq 2,828 \cdot \sqrt{R \cdot (D-d)}$$

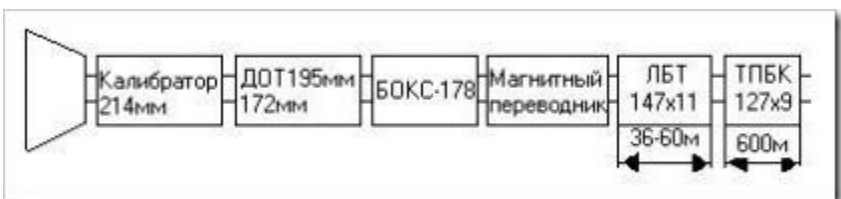


Примеры КНБК для наклонных участков

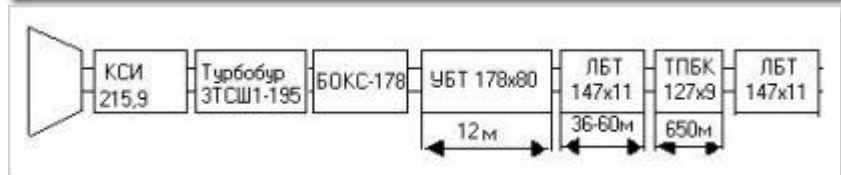
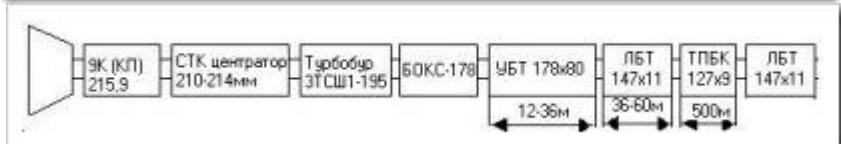
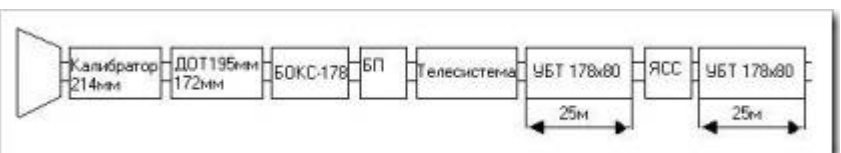
Набор кривизны



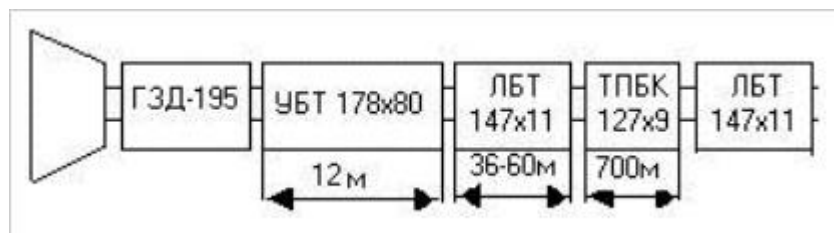
**Участок добуривания (под кондуктор),
проведение исправительных работ**



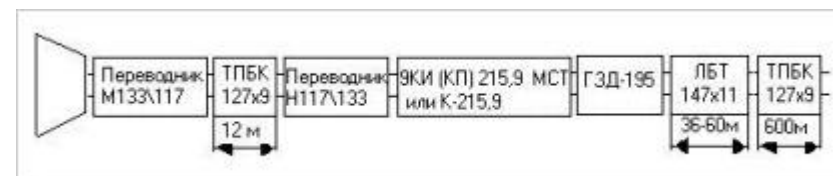
Прямолинейный наклонный ствол



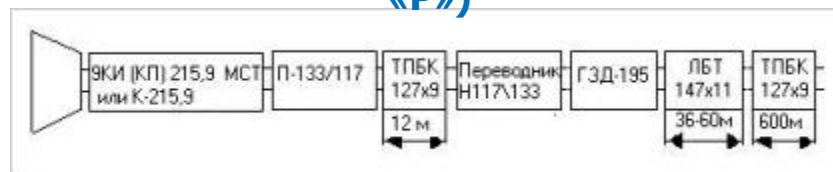
Естественное уменьшение угла



Интенсивное снижение угла (КНБК-«С»)



Интенсивное увеличение угла (КНБК-«Р»)



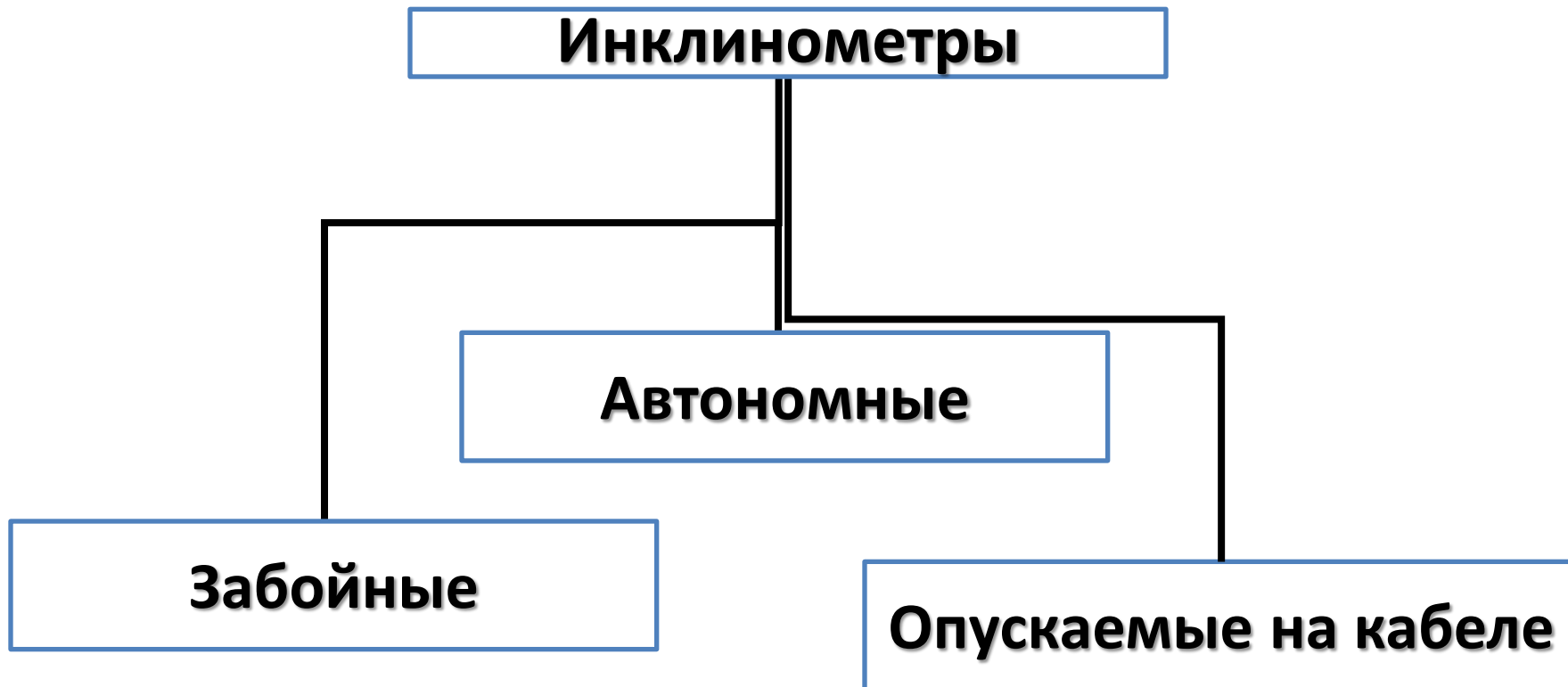


Тема №7

*Измерение искривления скважин. Контроль за
проводкой направленных скважин, расчеты
координат. Ориентирование отклонителей.*



Классификация инклинометров



Инклинометр (от [лат.](#) *incline* — наклоняю и *...метр*) — [прибор](#), предназначенный для измерения угла наклона различных объектов, относительно гравитационного поля Земли. Помимо собственно величины угла наклона может измеряться его направление — [азимут](#).



Виды каналов «забой-устье»

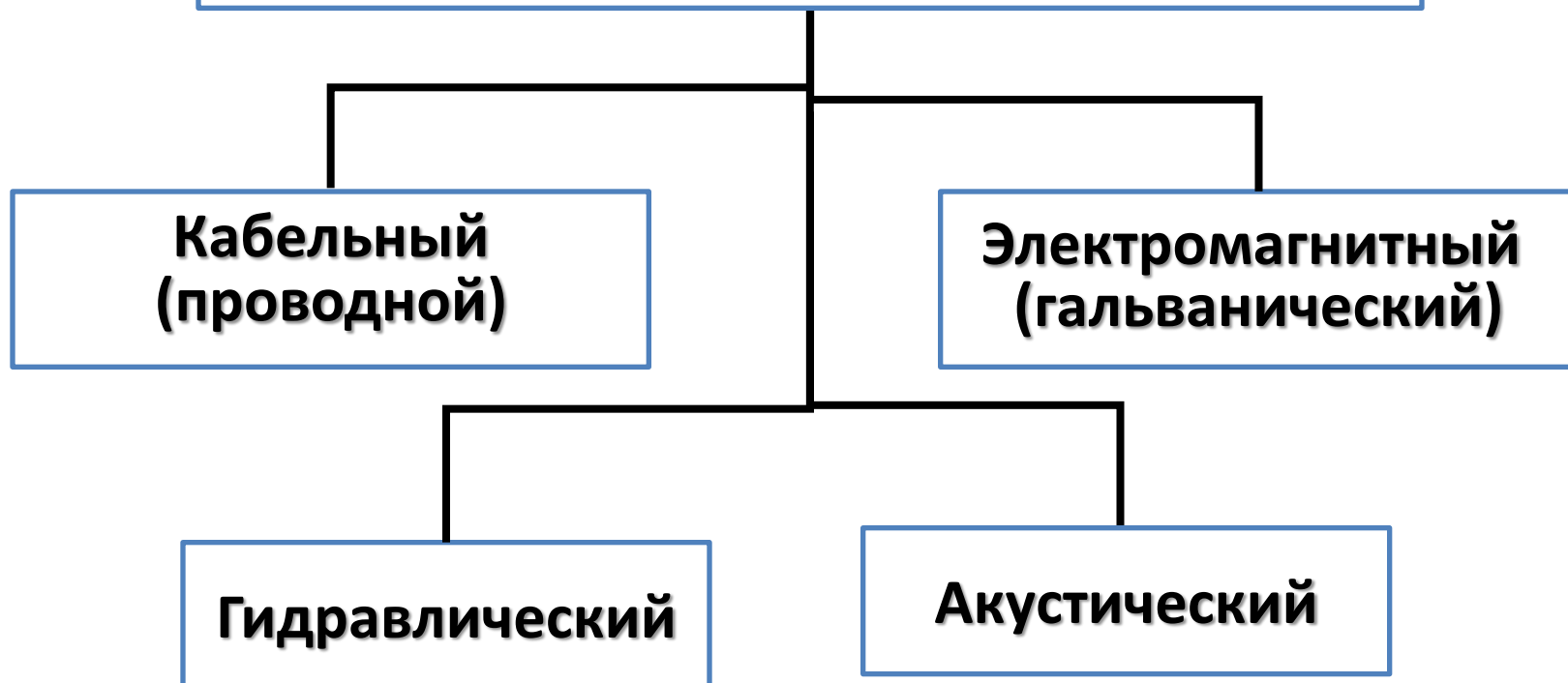


Какой канал самый надежный?

Какой канал самый сложный в реализации?

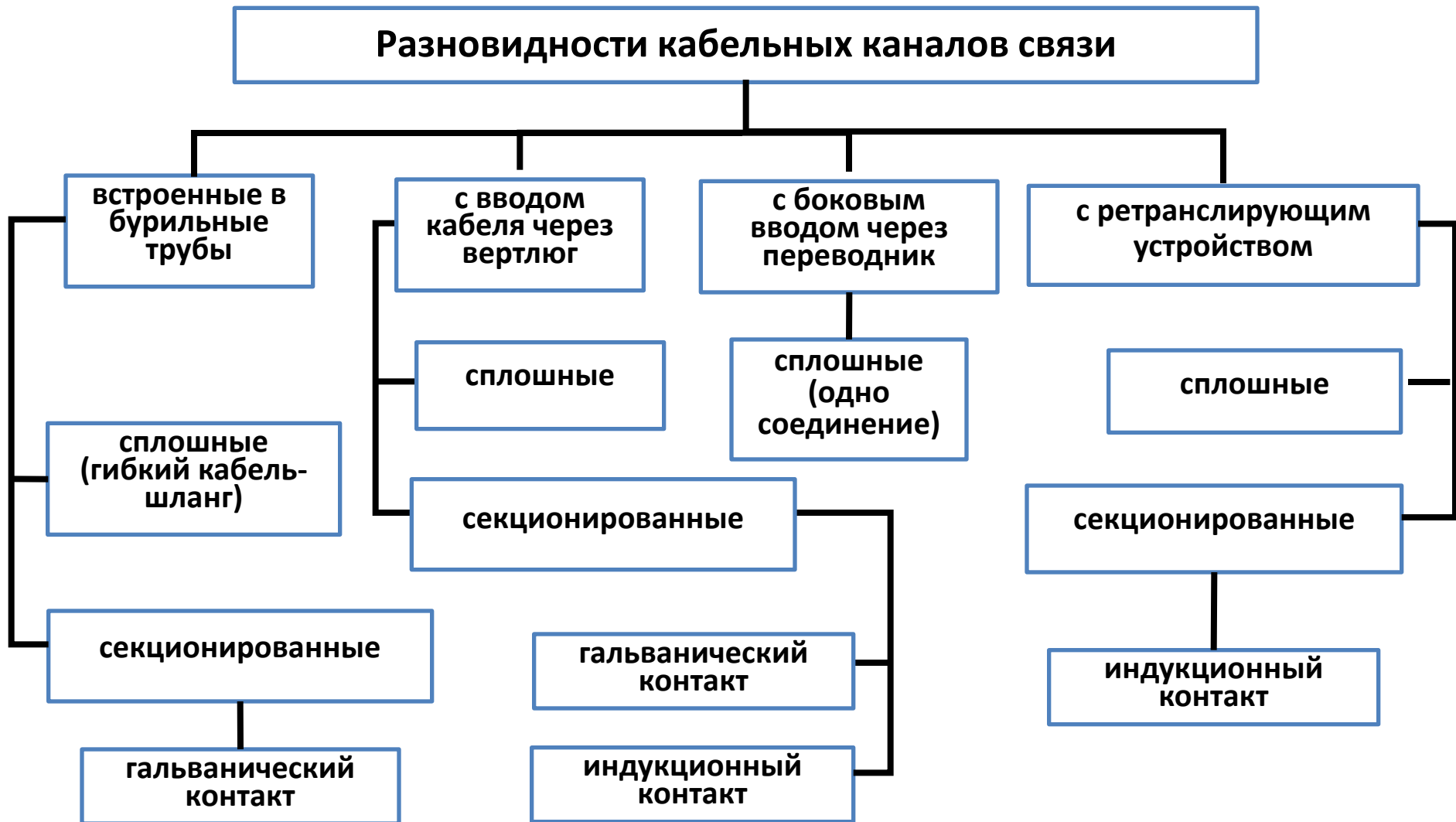
Какой канал самый распространенный в Западной Сибири?

Виды каналов связи «Забой-устье»



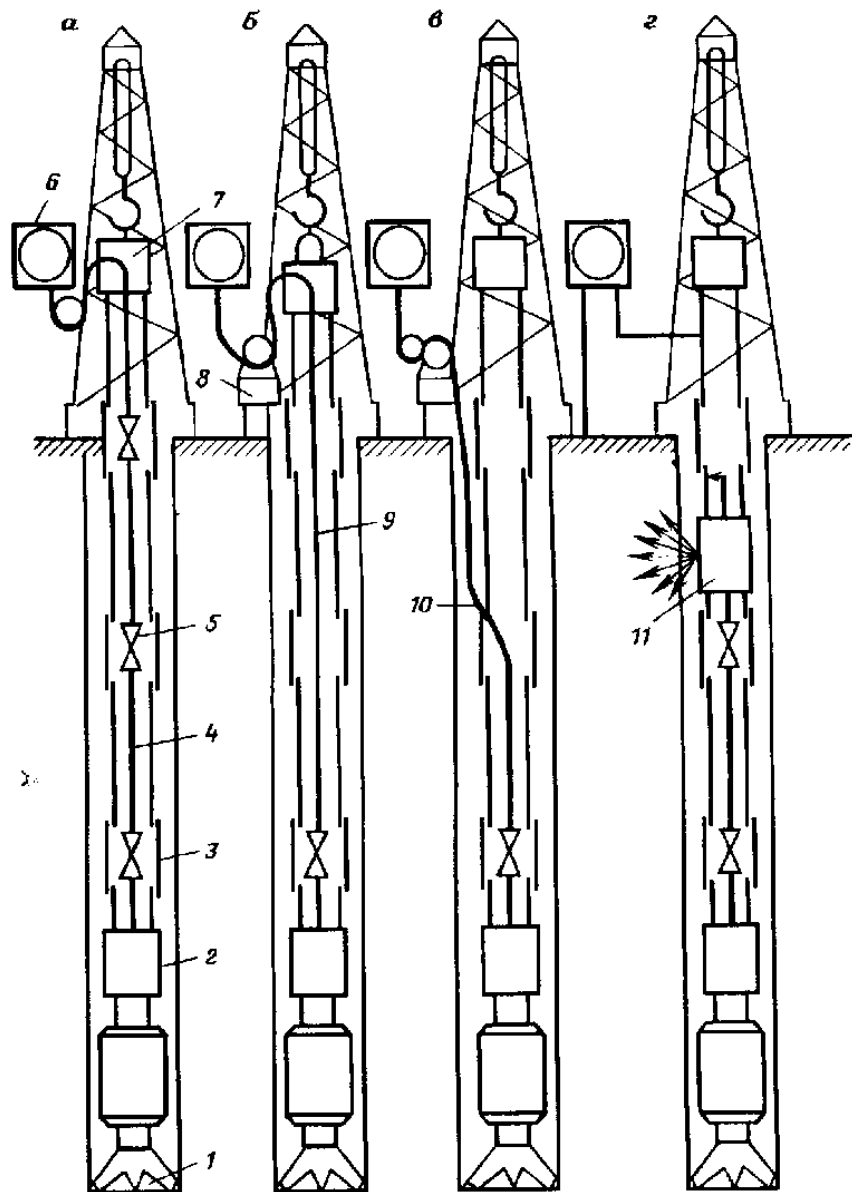


Классификация кабельных каналов связи





Классификация кабельных каналов



- 1 - долото;
- 2 - скважинный прибор;
- 3 - резьбовое соединение труб;
- 4 - провод;
- 5 - контактное устройство;
- 6 - наземный прибор;
- 7 - вертлюг;
- 8 - лебедка для подъема провода;
- 9 - сбросовый провод;
- 10 - вывод провода через резьбовое соединение;
- 11 - ретранслирующее устройство.

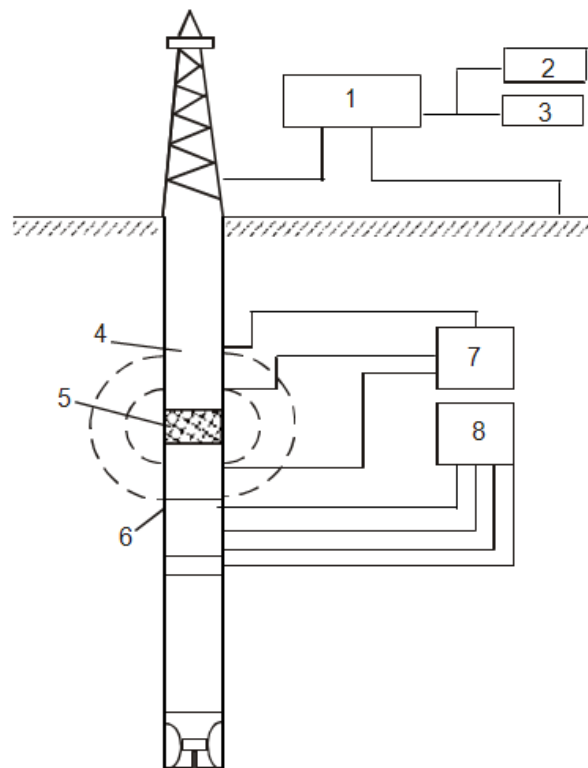


Классификация электромагнитных каналов

Разновидности электромагнитных
каналов связи

По горной породе
(пеленгация)

По трубе
и горной породе



1 - приемник;

2 - табло;

3 - ЦПУ;

4 - генератор;

5 - разделитель;

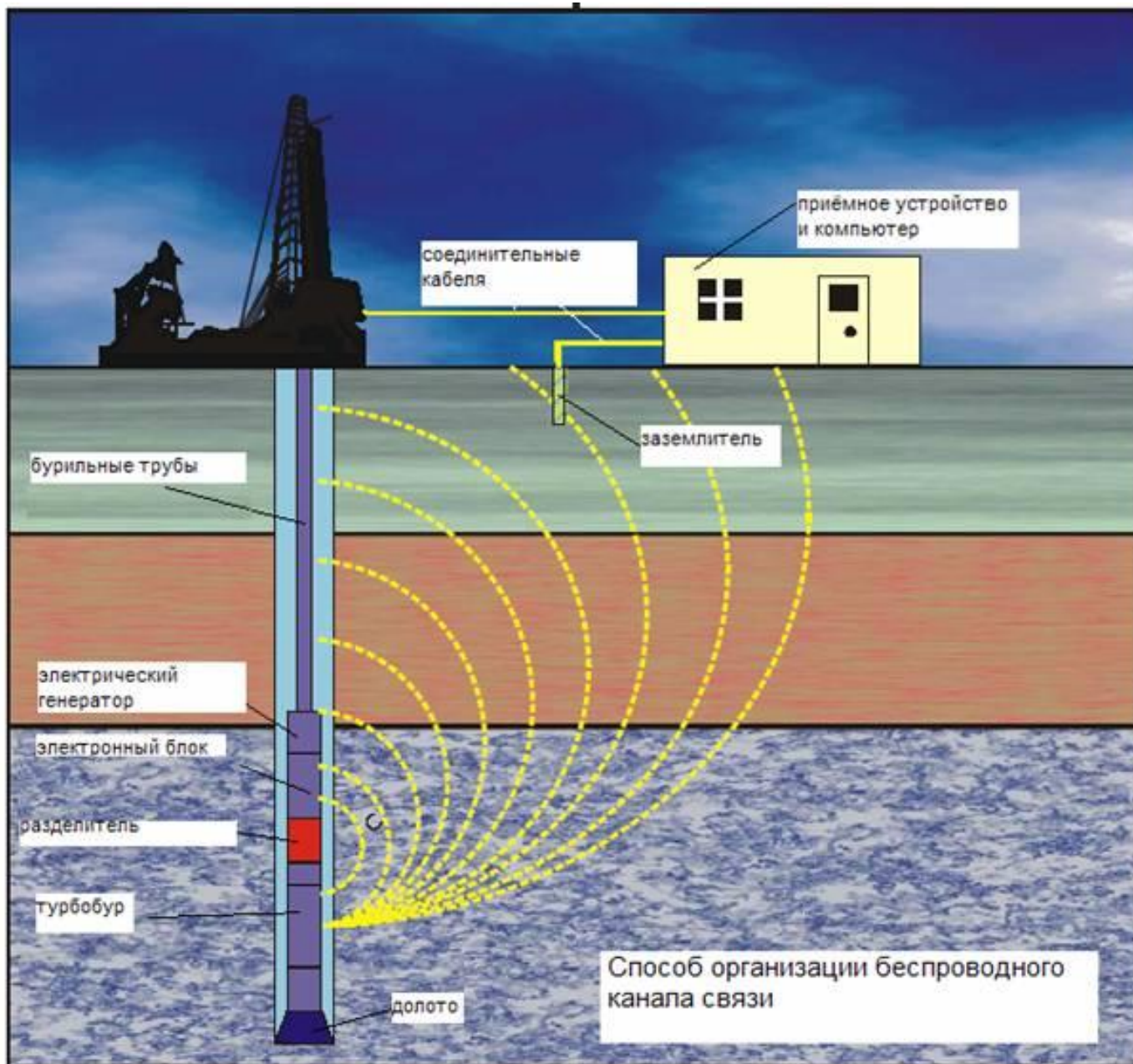
6 - датчики;

7 - передающий блок;

8 - измерительный блок.



Классификация электромагнитных каналов

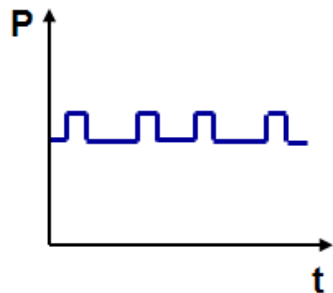
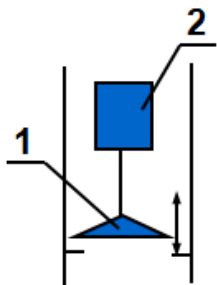




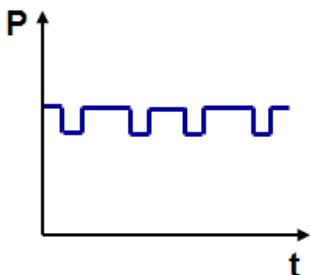
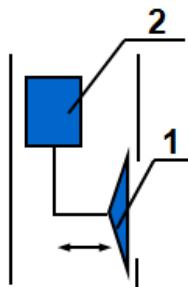
Классификация гидравлических каналов

Разновидности гидравлических каналов связи

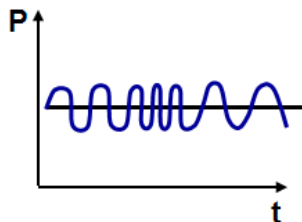
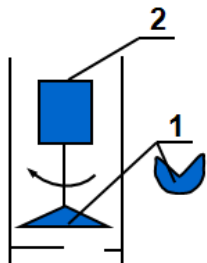
Положительные импульсы



Отрицательные импульсы



«Сирена»



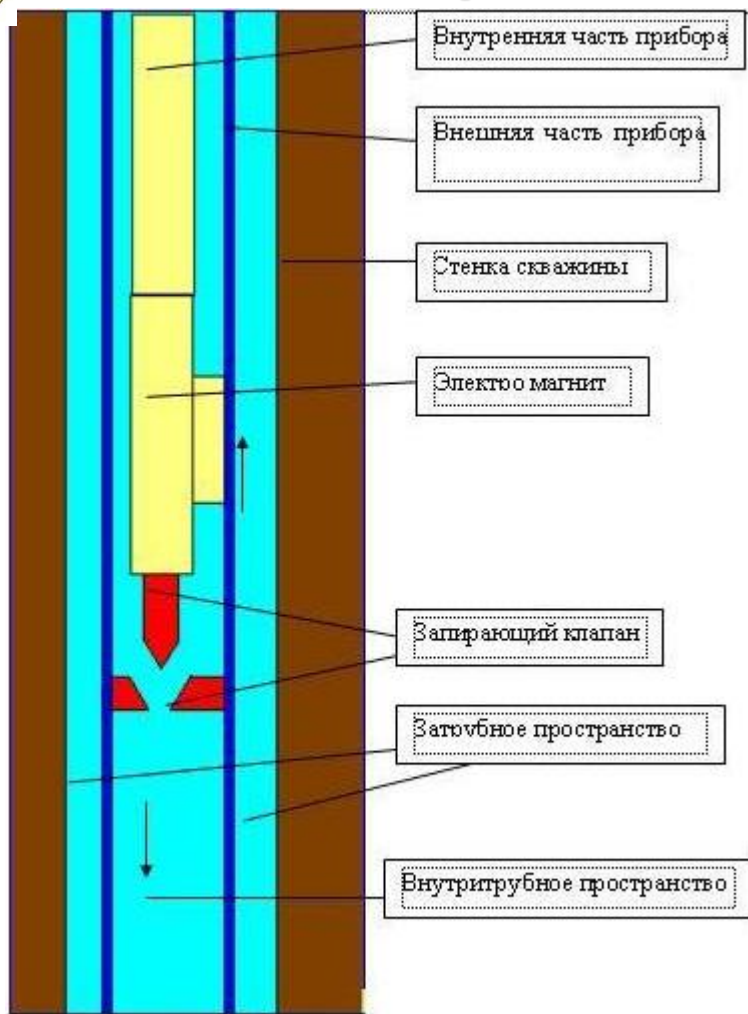
Обозначения:

1 - клапан;

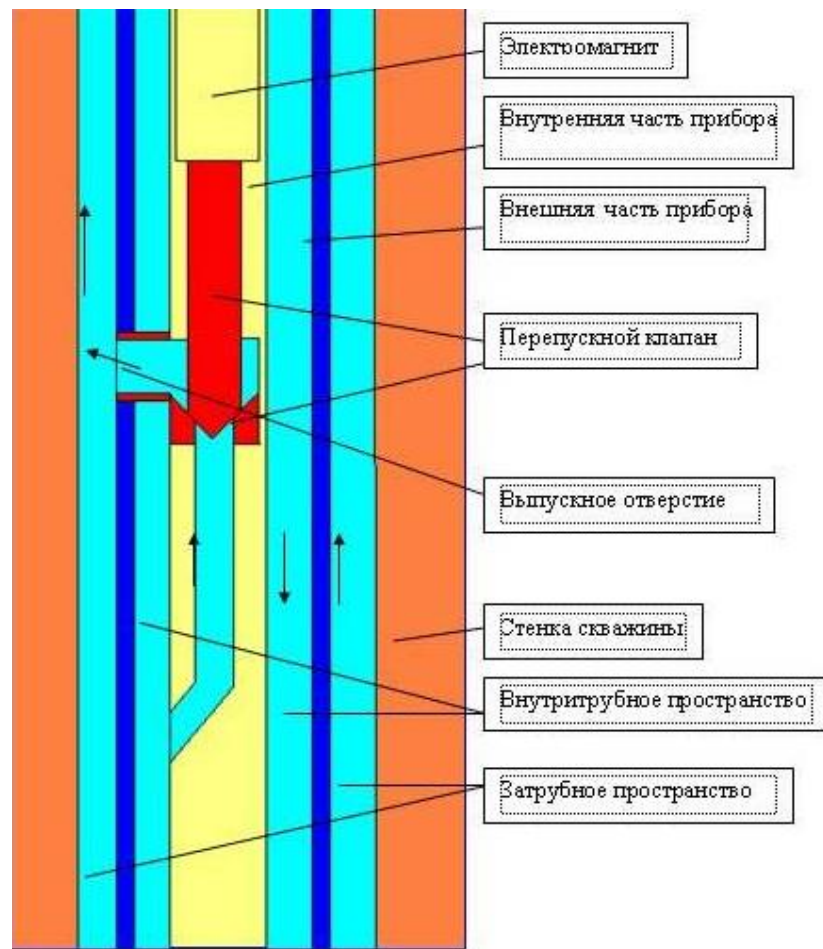
2 - исполнительный механизм.



Классификация гидравлических каналов



Положительный импульс



Отрицательный импульс



Классификация акустических каналов

Разновидности акустических
каналов связи

По трубе

По столбу
промывочной
жидкости

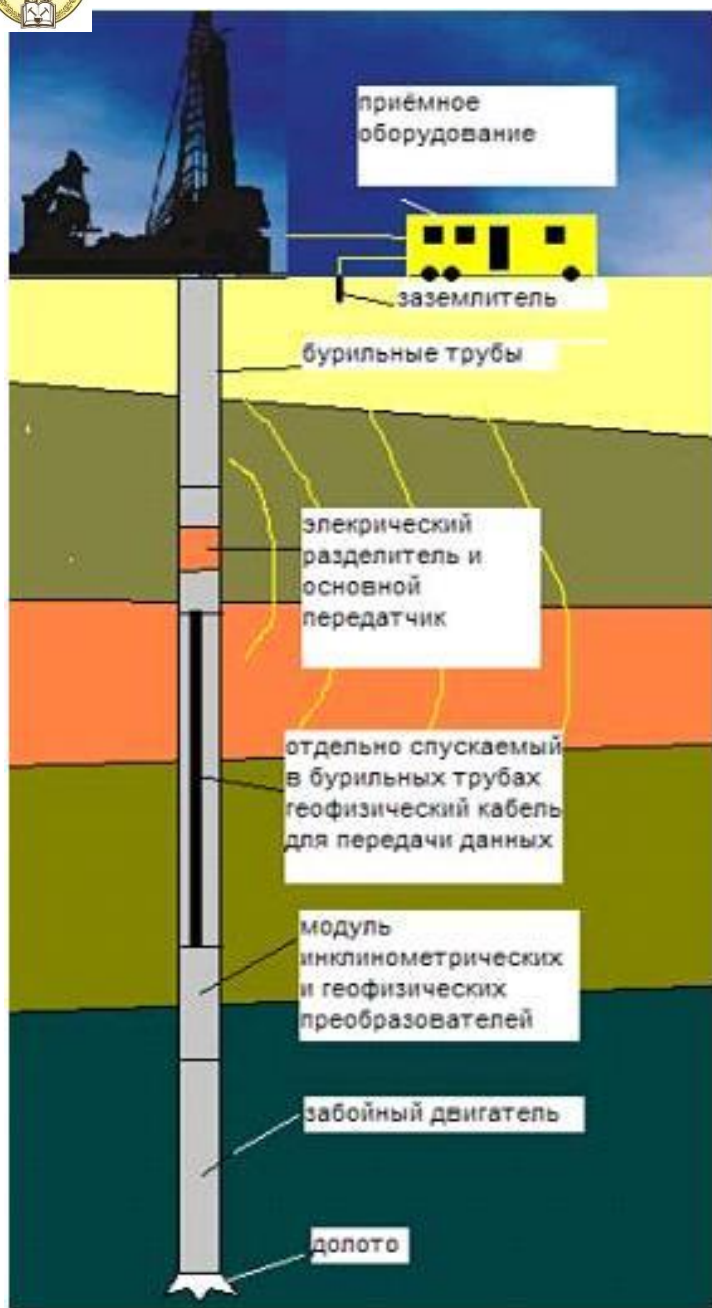
По горной породе
(пеленгация)

Без ретранслятора

С ретранслятором



Комбинированный канал связи



Цель комбинации	Комбинация каналов	Результат комбинации
Увеличение дальности канала и пропускная способность канала	кабель + электромагнитный канал	увеличивается дальность и пропускная способность, усложняется система
Увеличение пропускной способности канала	кабель + акустический канал	усложняется система, работает при остановке бурения
	кабель + гидроакустический канал	увеличивается дальность и пропускная способность
Увеличение дальности действия электромагнитного канала	применение ретрансляторов	увеличивается дальность и пропускная способность электромагнитного канала, усложняется система



Автономные приборы

Автономные приборы

Измерение одного параметра

Измерение двух и более параметров

Магнитные датчики

Гироскопические датчики

Способы регистрации измеряемых параметров

Химическая

Механическая

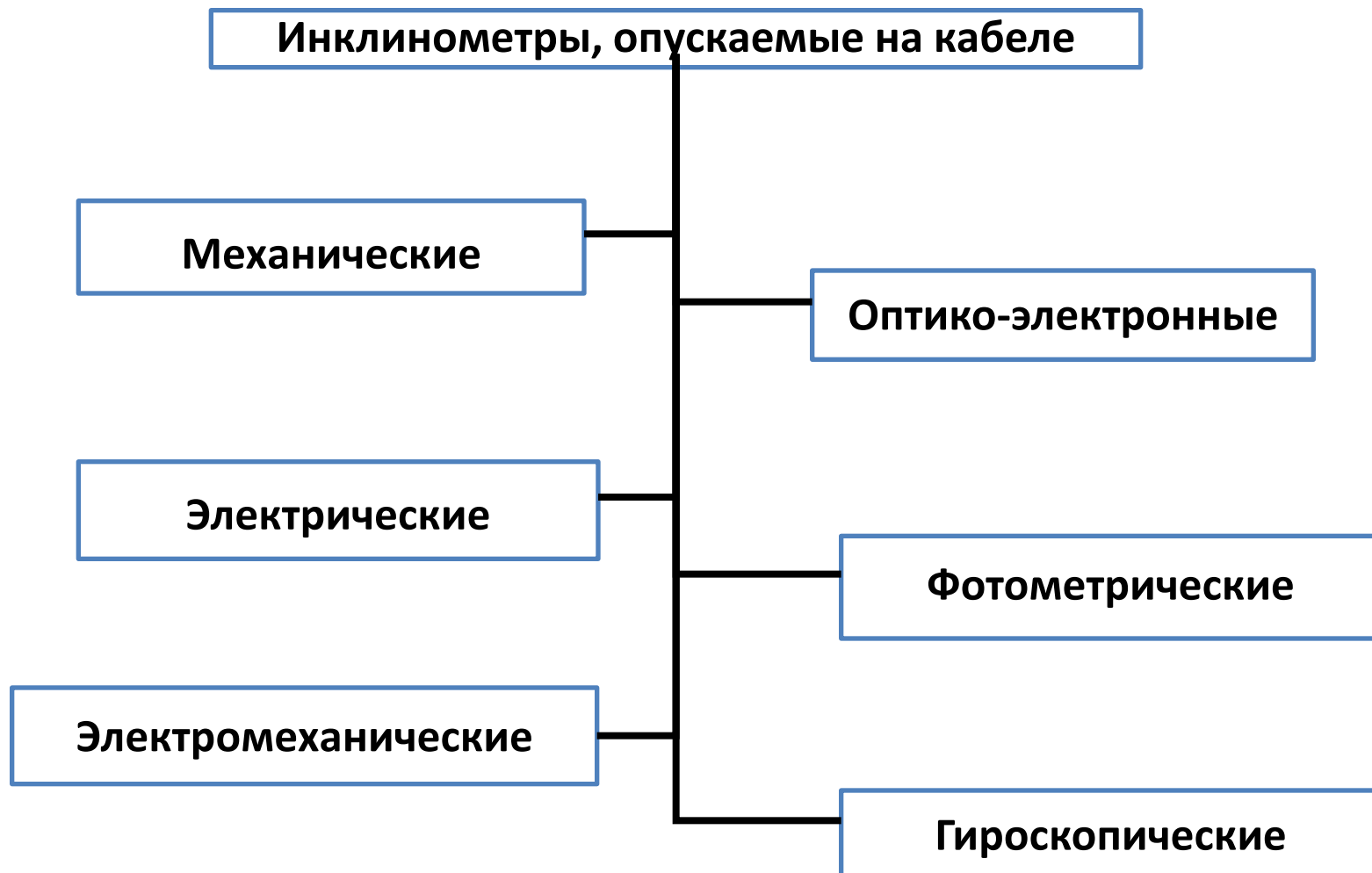
Магнитная запись

Фото- и кинорегистрация

Запоминание на статических элементах

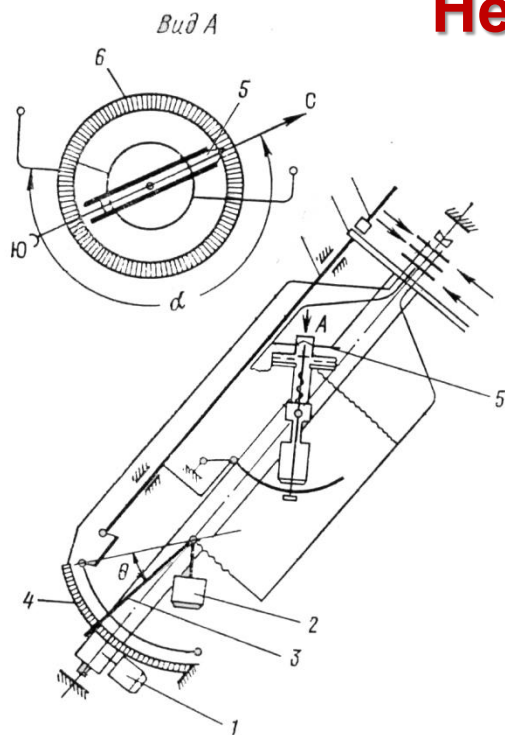


Неавтономные приборы





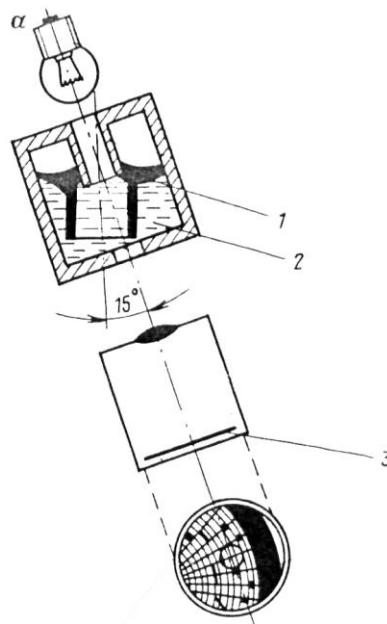
Неавтономные приборы



Механический

Датчик инклинометра «КИТ»:

1. Эксцентричный груз.
2. Отвес.
3. Стрелка отвеса.
4. Реохорд.
5. Магнитная стрелка.
6. Круговой реохорд датчика азимута.

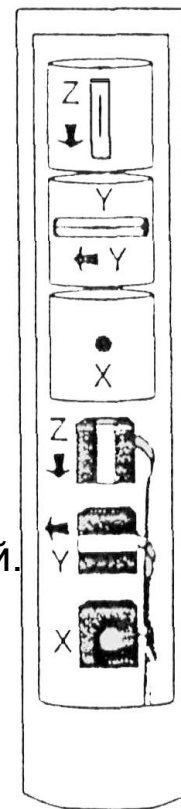


Фотометрический

Датчик инклинометра «Костер»:

1. Поплавок с магнитной стрелкой.
2. Жидкость.
3. Фотографический диск.

Электронная магнитная инклометрическая система



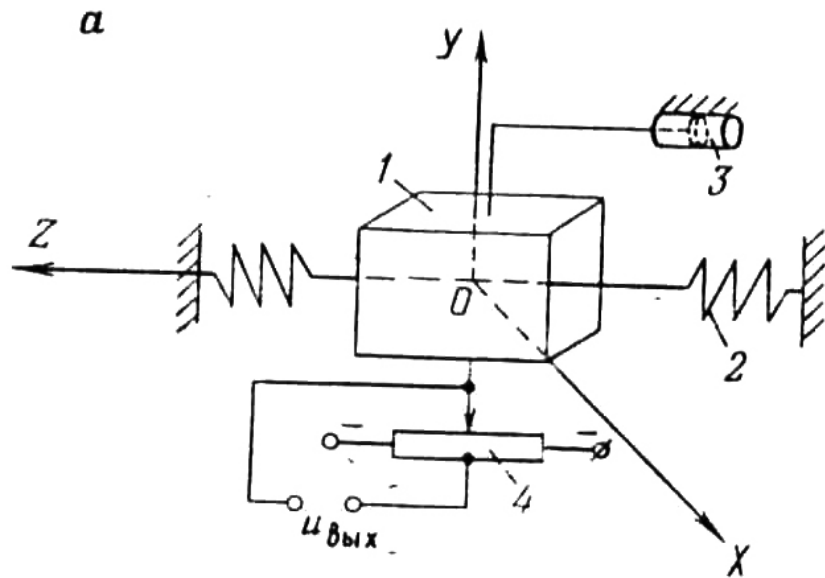
Акселерометр



Магнитометр

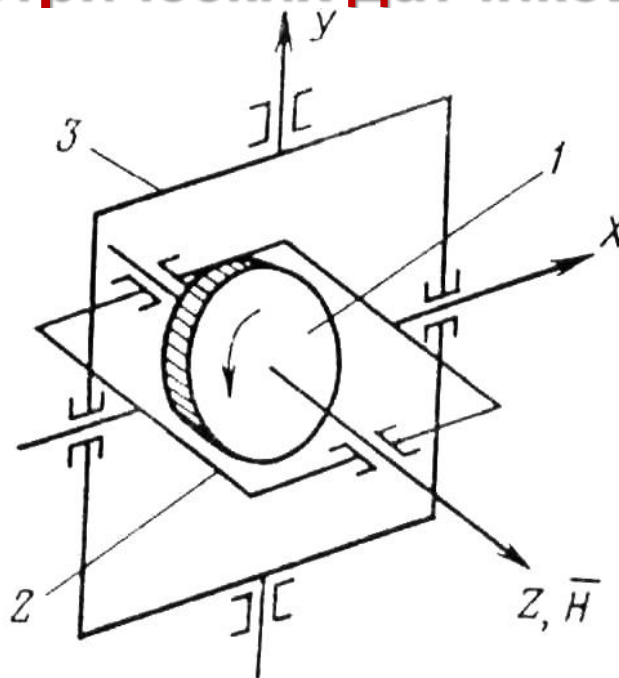


Принципы работы инклинометрических датчиков



**Схема простейшего
акселерометра**

1. Инерционная масса (груз).
2. Пружина.
3. Демпфер.
4. Потенциометр (реохорд).



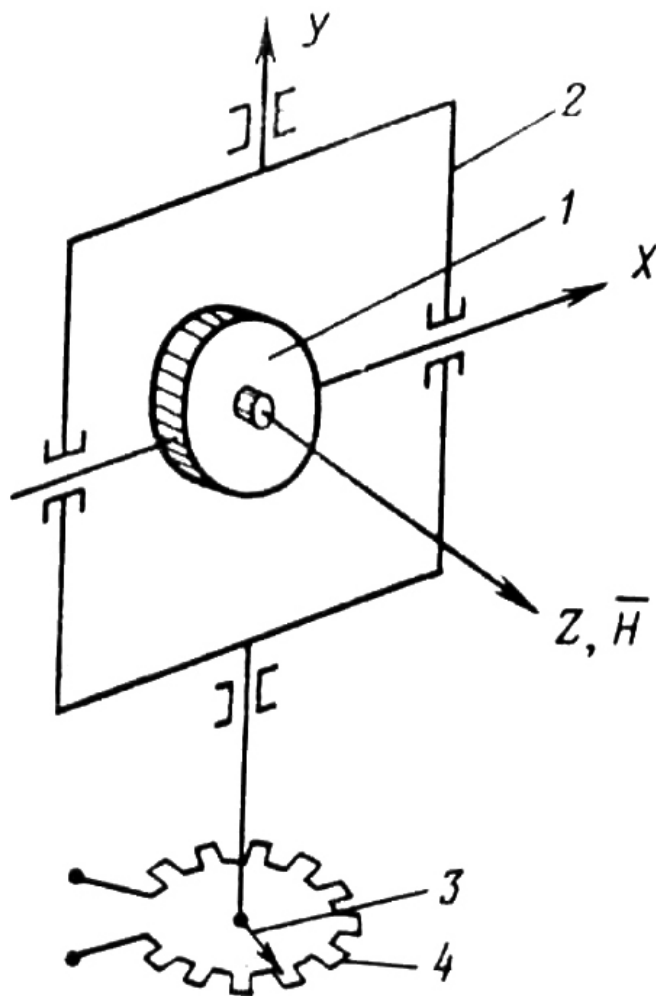
**Гироскоп с тремя степенями
свободы**

1. Ротор гироскопа.
2. Кожух гироскопа.
3. Наружная рамка.



Неавтономные приборы

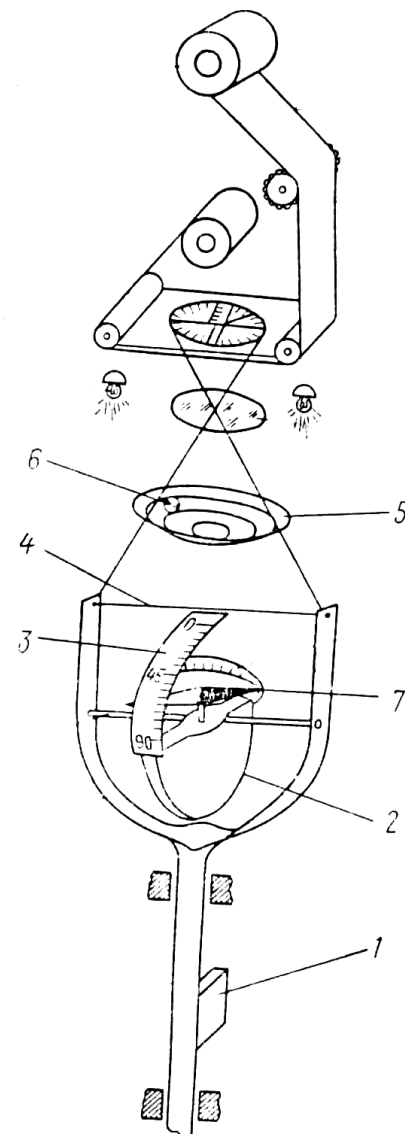
Датчик азимута на основе гироскопа



1. Кожух ротора гироскопа.
2. Наружная рамка.
3. Движок.
4. Реохорд.

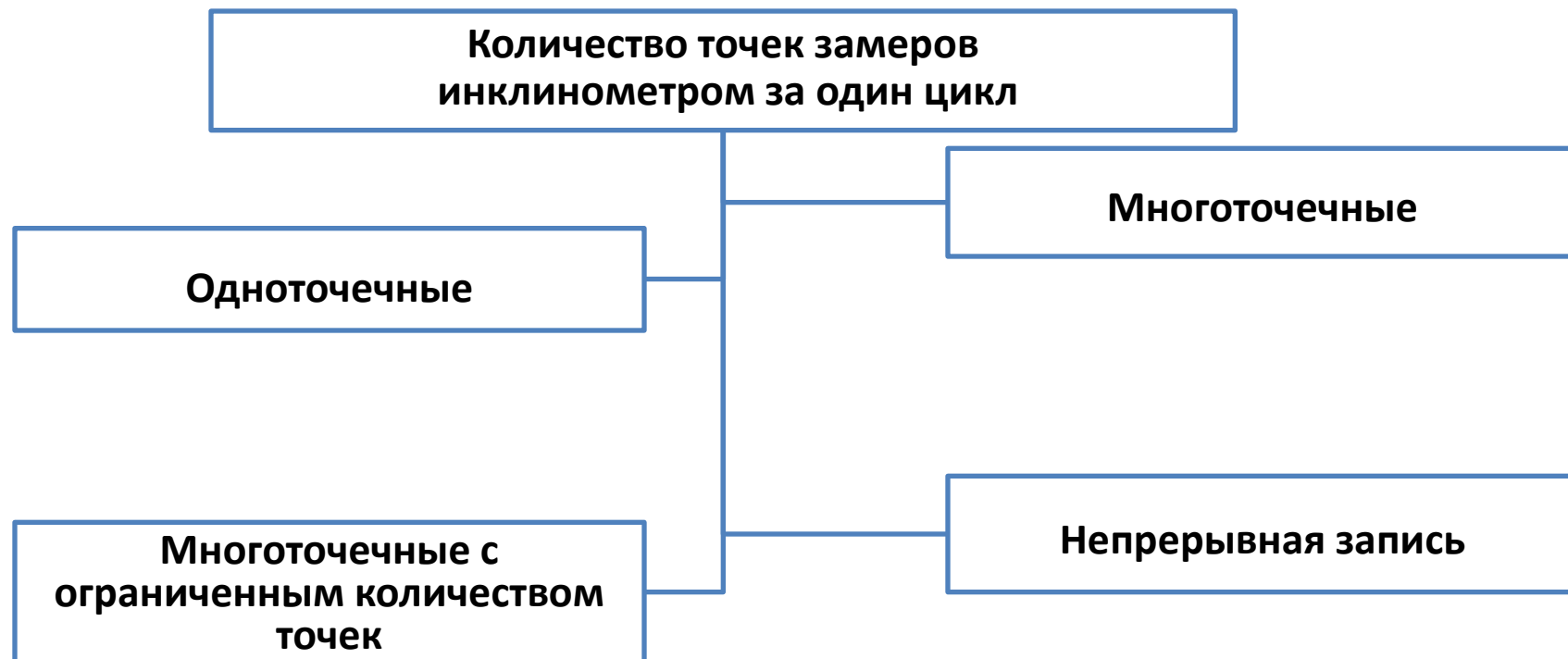
Схема фотониклиметра

1. Дебалансный груз.
2. Отвес.
3. Шкала зенитных углов.
4. Нить.
5. Стеклянная полусфера.
6. Шарик.
7. Магнитная стрелка.





Классификация по периодичности замеров



Какой способ самый распространенный в Западной Сибири?

Как ликвидировать возможность ошибки в измерениях?

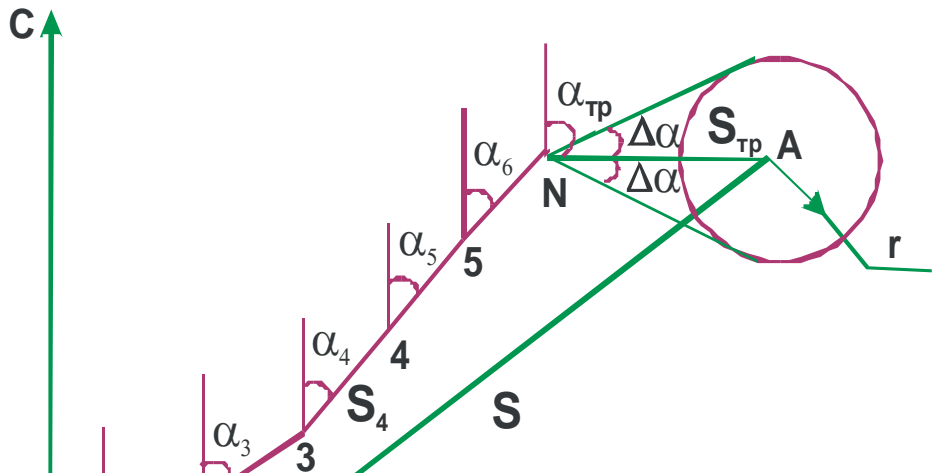


Тема №7.2

***Контроль при проводке скважин.
Другие способы контроля.***



Графический способ построения проекции



Горизонтальная проекция

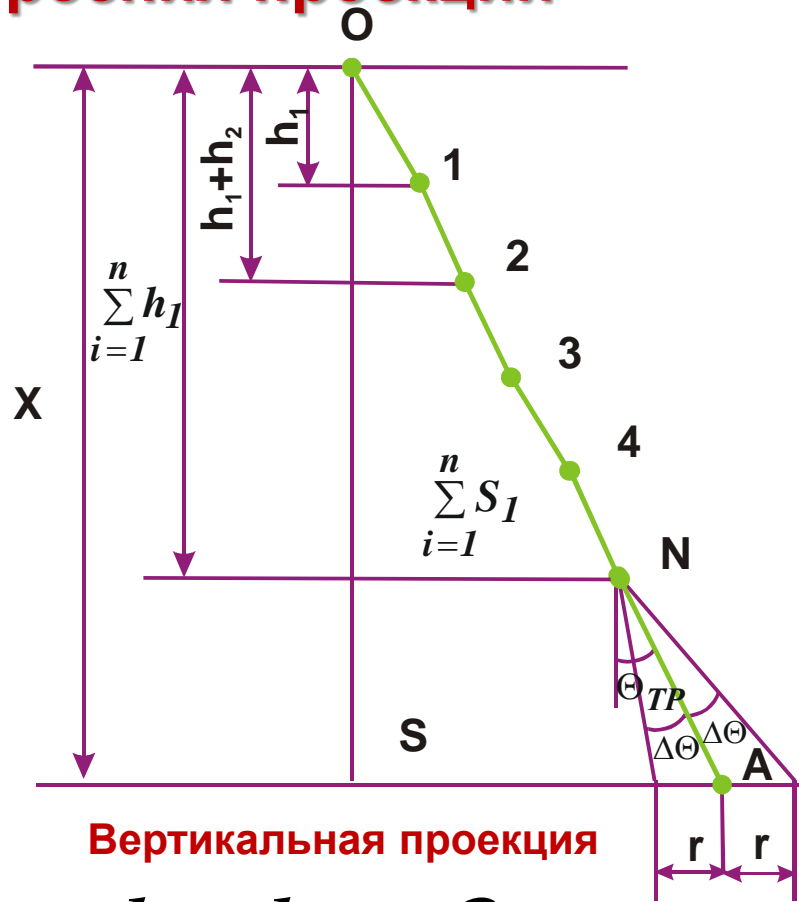
$$S_i = l_i \sin \Theta_{cpi},$$

где l_i -длина участка ствола скважины между точками замера;

Θ_{cpi} -средний зенитный угол участка.

$$\theta_{mp} = \text{arctg} \frac{S_{mp}}{H - H_N},$$

где θ_{mp} -требуемый зенитный угол для попадания скважины в проектную точку.



Вертикальная проекция

$$h_i = l_i \cos \Theta_{cpi},$$

$$S_{iv} = l_i \sin \Theta_{cpi} \cdot \cos(\alpha_{np} - \alpha_{cpi}),$$

где α_{np} -проектный азимут скважины;

α_{cpi} -средний азимутальный угол участка.



Аналитическое определение координат ствола

1. Система координат

За начало координат принимаем устье скважины.

Ось OZ направлена вертикально вниз.

Ось OX - в направлении на проектную точку вскрытия пласта в горизонтальной плоскости.

Ось OY - перпендикулярна к ним и вправо относительно оси OX.

2. Приращение координат ΔX , ΔY , ΔZ на отдельном участке

$$\Delta X = l_i \sin \Theta_{cpi} \cdot \cos(\alpha_{np} - \alpha_{cpi}); \quad \Delta Y = l_i \sin \Theta_{cpi} \cdot \sin(\alpha_{np} - \alpha_{cpi});$$
$$\Delta Z = l_i \cos \Theta_{cpi},$$

где l_i - длина i -го участка, м, принимается равной 10, 20 или 40 м;

Θ_{cpi} и α_{cpi} - средние значения зенитного угла и азимута на i -м участке, град;

α_{np} - проектный азимут скважины, град.

3. Координаты X_N , Y_N и Z_N N-й точки ствола

$$X_N = \sum_{i=1}^N X_i; \quad Y_N = \sum_{i=1}^N Y_i; \quad Z_N = \sum_{i=1}^N Z_i.$$



Аналитическое определение координат ствола

4. Ожидаемые координаты $X_{ож}$ и $Y_{ож}$ точки вскрытия продуктивного горизонта

$$X_{ож} = X_N + (H_{np} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \cdot \cos(\alpha_{np} - \alpha_{ож}),$$
$$Y_{ож} = Y_N + (H_{np} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \cdot \sin(\alpha_{np} - \alpha_{ож}),$$

где $\Theta_{ож}$ и $\alpha_{ож}$ - ожидаемые значения зенитного угла и азимута с учетом естественного искривления за интервал от точки N до точки вскрытия продуктивного горизонта;

H_{np} - проектная глубина скважины по вертикали, м.

5. Предполагаемое отклонение $r_{ож}$ точки вскрытия пласта от проектной

$$r_{ож} = \sqrt{(S - X_{ож})^2 + Y_{ож}^2}, \quad \text{где } S \text{ - проектный отход скважины, м.}$$

6. Требуемые зенитный Θ_{mp} и азимутальный α_{mp} углы для попадания скважины в проектную точку

$$\Theta_{mp} = \operatorname{arctg} \frac{Y_N}{(H_{np} - Z_N) \sin \gamma}, \quad \alpha_{mp} = \alpha_{np} + \gamma, \quad \gamma = \operatorname{arctg} \frac{Y_N}{S - X_N}.$$

7. Допустимые отклонения зенитного $\Delta\Theta$ и азимутального $\Delta\alpha$ углов при заданном радиусе круга допуска R

$$\Delta\Theta = \operatorname{arcsin} \frac{0,7 R \cos \Theta_{mp}}{H_{np} - Z_N}, \quad \Delta\alpha = \frac{\Delta\Theta}{\sin \Theta_{mp}}.$$



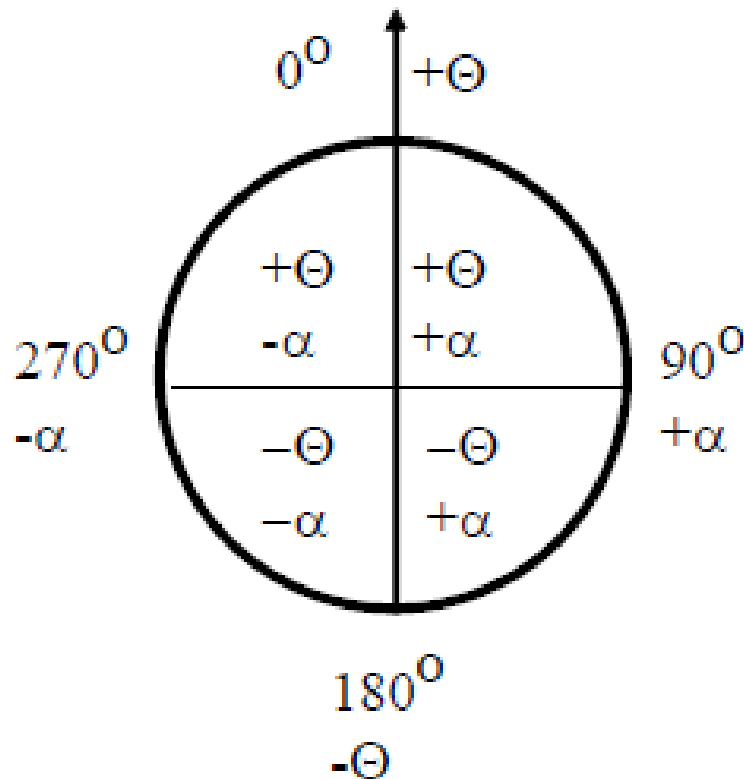
Тема №7.3

Ориентирование отклонителей.



Ориентирование отклонителей

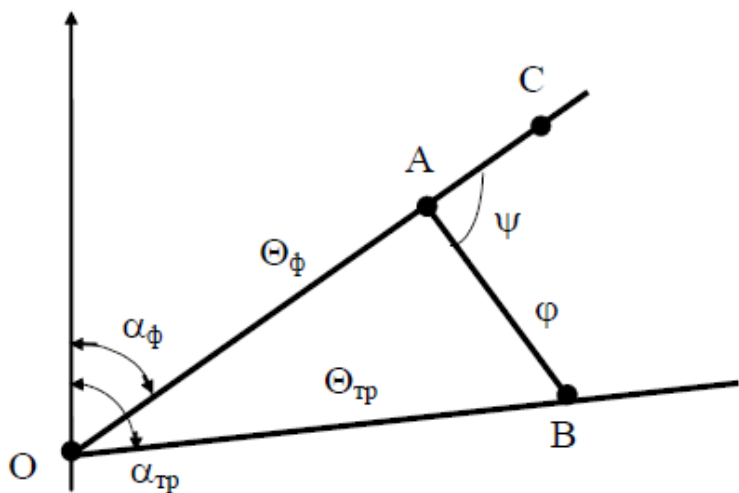
Угол между фиксированной плоскостью и плоскостью, в которой происходит искусственное искривление ствола скважины (плоскость отклонения), называется углом установки отклонителя.



Изменение зенитного угла и азимута скважины при различных углах установки отклонителя



Графический метод определения угла установки отклонителя



Наиболее просто и с достаточной степенью точности угол установки отклонителя может быть определен графически. Для этого от направления, условно принятого за северное, откладывается фактический (на забое скважины) и требуемый (в конце интервала искривления) азимутальные углы скважины. По полученным направлениям в принятом линейном масштабе (например, 1 град = 1 см) откладываются соответственно фактический и требуемый зенитные углы.

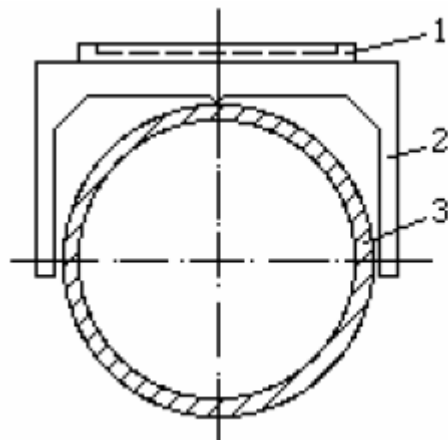
Требуемые азимутальный и зенитный углы определяются из необходимости выведения скважины в заданную проектом точку.

Полученные точки А и В соединяются, образовавшийся при этом угол ВАС равен искомому углу установки отклонителя. Он измеряется от направления АС по часовой стрелке. Величина отрезка АВ в принятом линейном масштабе равна требуемому углу пространственного искривления скважины. Зная из технической характеристики отклонителя интенсивность искривления скважины i при его применении, можно определить длину интервала искусственного искривления



Ориентирование по меткам

1. На бумажной ленте длиной чуть более длины окружности замков бурильных труб приблизительно посередине ставится метка О (отклонитель).
2. Отклонитель опускается в скважину и на его навинчивается УБТ. Метка О на ленте совмещается с меткой на отклонителе, указывающей направление его действия, на бумажную ленту переносится метка с нижнего конца УБТ и ставится цифра 1.
3. Инструмент опускается в скважину, навинчивается ЛБТ (для обеспечения возможности замера параметров искривления скважины магнитным инклинометром без подъема колонны бурильных труб при искусственном искривлении), метка 1 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце УБТ, а метка с нижнего конца ЛБТ переносится на ленту, и ставится цифра 2.
4. Инструмент опускается, навинчивается СБТ, метка 2 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце ЛБТ и на ленту переносится метка 3 с нижнего конца СБТ. В такой последовательности производится спуск всего инструмента.



Шаблон с уровнем конструкции

А.М. Григоряна:

1 - уровень; 2 - полухомут-шаблон; 3 - буровая труба

5. Для повышения точности ориентирования при изменении диаметра труб бумажную ленту необходимо менять. Так, например, после спуска всех ЛБТ 147x11 на верхний их конец с бумажной ленты переносится метка О. Далее метка О на новой бумажной ленте совмещается с меткой О на верхнем конце ЛБТ, на ленту переносится метка нижнего конца СБТ ТБПВ 127x9, и спуск продолжается.
6. После навинчивания квадрата, метка на последней опущенной трубе совмещается с последней меткой на ленте, а метка О с ленты переносится на переводник квадрата. Эта метка указывает направление действия отклонителя, находящегося в скважине. Далее необходимо путем поворота всей колонны бурильных труб (всегда по часовой стрелке) совместить эту метку с проектным направлением скважины. При этом необходимо учесть угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя.

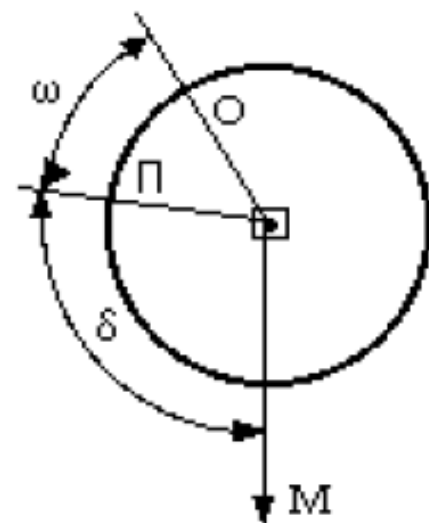


Ориентирование на роторе в вертикальном стволе

Из плана - программы на проводку скважины, которая выдается буровой бригаде до начала бурения, берутся значения проектного азимута $\alpha_{пр}$ скважины и азимут приемных мостков буровой установки $\alpha_{м}$, и предварительно определяется значение вспомогательного угла (δ), как их разница.

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления мостков ($м$) по ходу часовой стрелки, если он положительный, и против хода - если отрицательный.

На роторе ставится метка Π , указывающая направление на проектную точку. От этой метки Π всегда по ходу часовой стрелки откладывается угол закручивания инструмента ω под действием реактивного момента забойного двигателя, и на роторе ставится метка O . Затем вращением колонны бурильных труб совмещаются метки O на переводнике квадрата и роторе, последний закрывается, инструмент без вращения опускается на забой и начинается бурение. Для постоянного наблюдения за положением отклонителя в процессе углубки ствола на роторе ставится вспомогательная метка, совмещенная с одним из ребер квадрата.





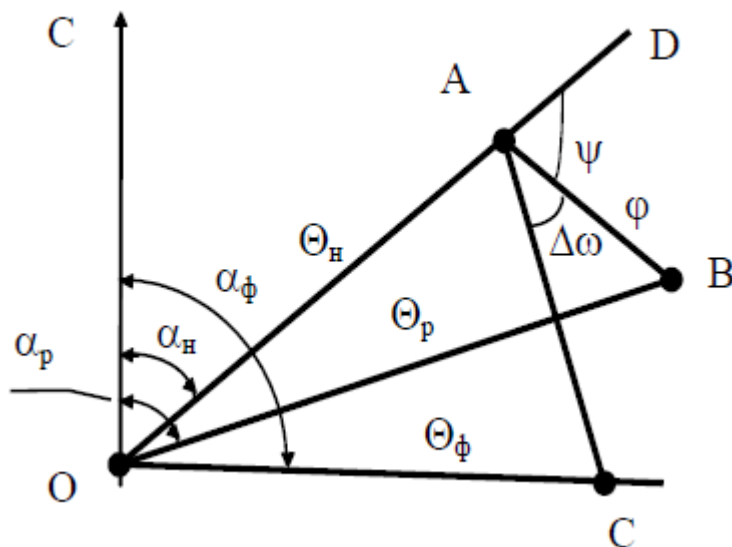
Графический метод определения поправки угла закручивания

Затем в точке O от направления на север откладывается фактический (замеренный) азимут α_{ϕ} и по полученному направлению в принятом линейном масштабе фактический зенитный угол скважины θ_{ϕ} .

Полученный угол BAC является поправкой к углу закручивания инструмента. Эта поправка берется со знаком плюс, если фактический азимут меньше расчетного, и со знаком минус, если в противном случае.

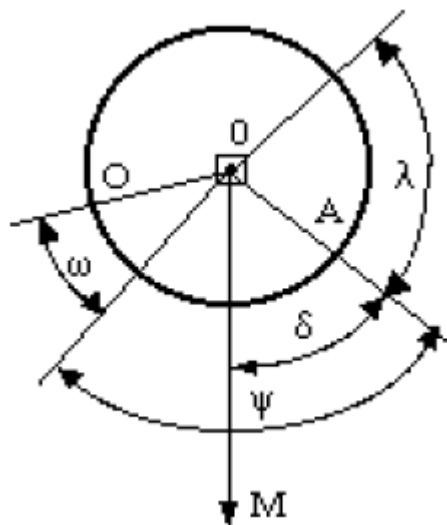
В случае, если точки A , B и C окажутся на одной прямой, но B и C не совпадают, то это свидетельствует о том, что фактический угол закручивания инструмента равен принятому, но фактическая интенсивность искусственного искривления для используемого отклонителя отличается от указанной в технической характеристике.

После определения величины поправки угла закручивания инструмента необходимо произвести корректировку угла установки отклонителя путем поворота колонны бурильных труб.





Ориентирование на роторе в наклонном стволе



Предварительно определяется значение вспомогательного угла δ по формуле

$$\delta = \alpha - \alpha_M$$

где α - фактический азимут скважины на забое; α_M - азимут приемных мостков, значение которого берется из плана - программы на проводку скважины.

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления приемных мостков по часовой стрелке, если он положителен и против часовой стрелки, если отрицателен. На роторе ставится метка А - фактический азимут скважины. От полученной метки А против хода часовой стрелки откладывается угол λ , измеренный инклинометром в магнитном переводнике, на роторе ставится метка, а затем она переносится на переводник квадрата. Эта метка указывает направление действия отклонителя.

Далее от метки А на роторе по часовой стрелке откладывается угол установки отклонителя ψ и угол закручивания колонны бурильных труб ω , определенные по ранее приведенной схеме. На роторе ставится метка О, затем путем вращения колонны бурильных труб ротором метка О на переводнике квадрата совмещается с меткой О на роторе, ротор закрывается и начинается процесс бурения скважины в новом направлении.



Вопросы для самопроверки

1. Назовите типы КНБК.
2. В чем принцип работы жесткой КНБК.
3. В чем принцип работы маятниковой КНБК.
4. Какие условия необходимо обеспечить, чтобы КНБК работала на искривление скважины.
5. Какие условия необходимо учитывать для расчета забойного двигателя-отклонителя.
6. Назовите способы обеспечения вертикальности ствола скважины.
7. Что такое инклинометр?
8. Какие инклинометры существуют?
9. Какие виды каналов «забой-устье» существуют?
10. Назовите достоинства и недостатки проводного канала связи «забой-устье»?
11. Назовите достоинства и недостатки электромагнитного канала связи «забой-устье»?
12. Назовите достоинства и недостатки акустического канала связи «забой-устье»?
13. Назовите достоинства и недостатки гидравлического канала связи «забой-устье»?
14. Какие основные типы кабельных каналов «забой-устье» существуют?
15. Какие основные электромагнитных каналов «забой-устье» существуют?
16. Какие основные гидравлических каналов «забой-устье» существуют?
17. Какие основные акустических каналов «забой-устье» существуют?
18. Какие по типу срабатывания бывают инклинометрические датчики?
19. Классификация инклинометрических систем по количеству точек замеров?
20. В чем суть графического способа построения проекции скважины?
21. В чем суть аналитического способа построения проекции скважины?
22. Что такое угол установки отклонителя?
23. Как изменяются зенитный и азимутальный углы в зависимости от угла установки отклонителя?
24. В чем принцип графического метода определения угла установки отклонителя?
25. В чем принцип ориентирования по меткам?
26. В чем принцип ориентирования на роторе в вертикальном стволе?
27. В чем принцип ориентирования на роторе в наклонном стволе?
28. Что такое угол закручивания инструмента?

Спасибо за внимание!!!