



Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин

Курс лекций

**Автор: Епихин А.В.
асс.каф. бурения скважин**

Томск-2013 г.



Тема №1

Технологии направленного бурения



Тема №1.1

Определения, основные понятия и термины.



Направленное бурение - это бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважины обязательно подвергается контролю и управлению.

*«Направленное бурение является скорее **искусством**, чем наукой, поскольку в нем нет жестких формул и номограмм, подтверждающих правильность и однозначность выбора решения. При этом **не существует замены человеку**, который, ведя направленное бурение, представляет условия, существующие на забое скважины, и знает, каким способом вывести скважину в нужном направлении. Этому искусству или мастерству **может быть обучен далеко не каждый**. Для этого требуется скорее **талантливый**, чем образованный человек».*

(История и современное состояние развития направленного бурения в США, Бурение, 1974, т.35 №8)



Отрицательные последствия искривления скважин

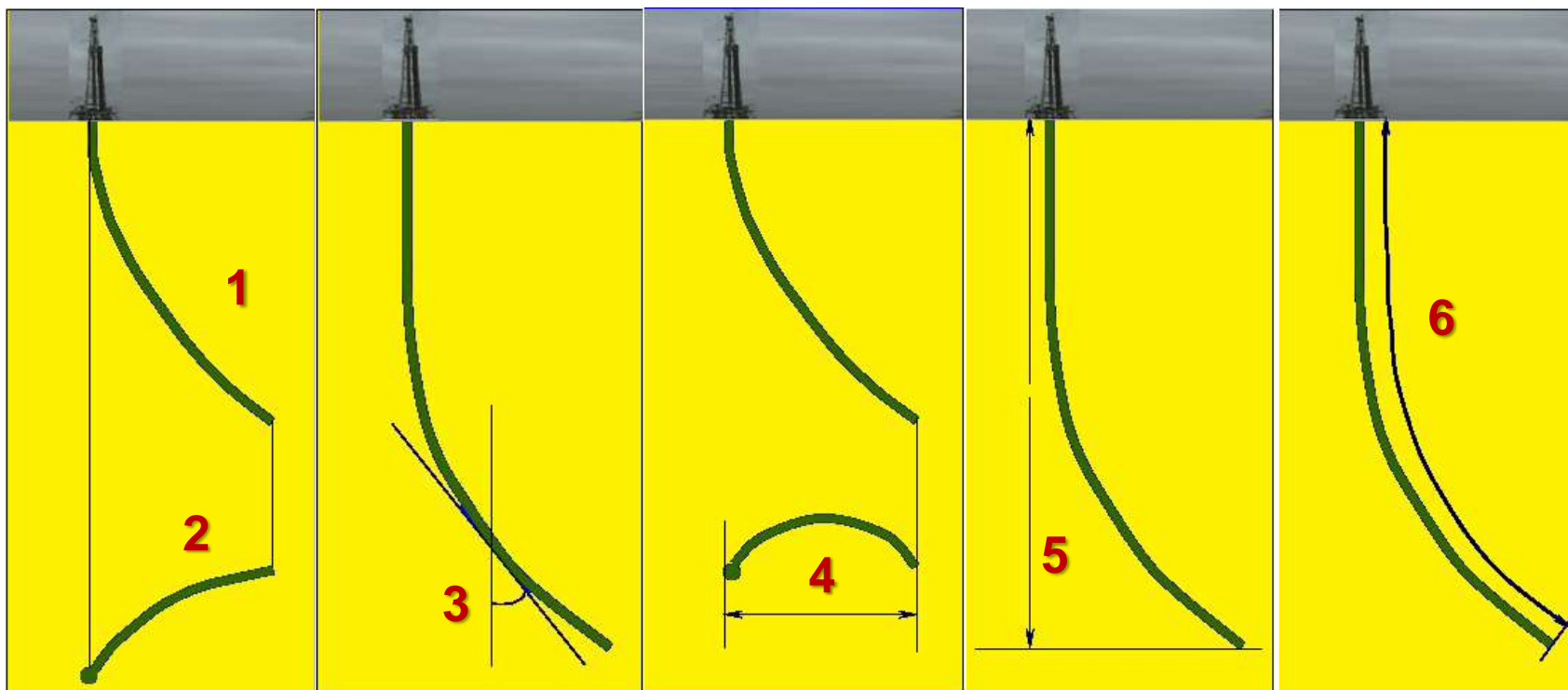
- Повышенный износ инструмента.
- Увеличение нагрузки на крюке.
- Повышенный расход мощности на вращение колонны.
- Дополнительные нагрузки на забойные двигатели, УБТ, бурильные трубы за счет изгиба.
- Уменьшение устойчивости стенок скважины.
- Образование желобных выработок в стволе.
- Удлинение скважины.
- Дополнительные затраты времени на измерение искривления.



Области применения направленного бурения

- Бурение под море, озера и искусственные сооружения.
- Бурение с площадок ограниченных размеров по условиям рельефа.
- Разработка крутопадающих залежей углеводородов.
- Кустовое бурение.
- Бурение горизонтальных скважин.
- Бурение дополнительных стволов из бездействующих скважин.
- Многозабойное (радиальное) бурение.
- Бурение с морских буровых платформ и насыпных оснований.
- Обход мест сложных аварий.
- Обход зон обвалов, поглощений.
- Глушение фонтанов.

Термины и определения



Найдите соответствия?

Профиль

План

Длина

Глубина по вертикали

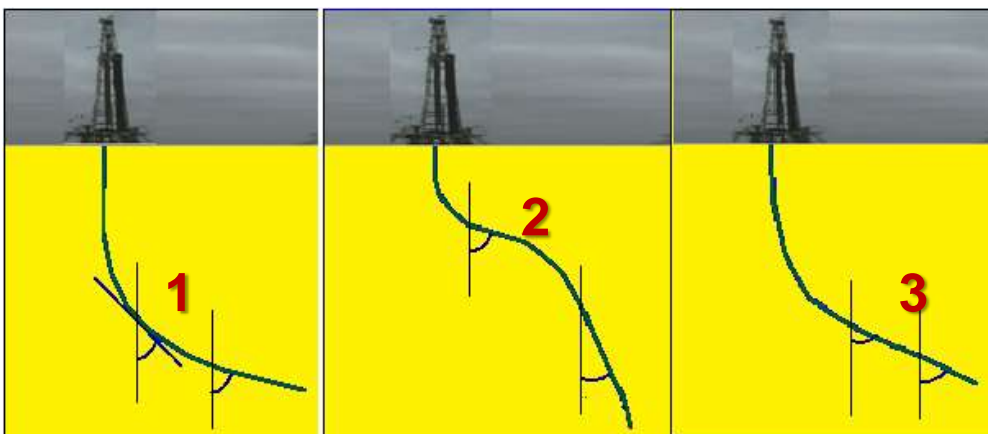
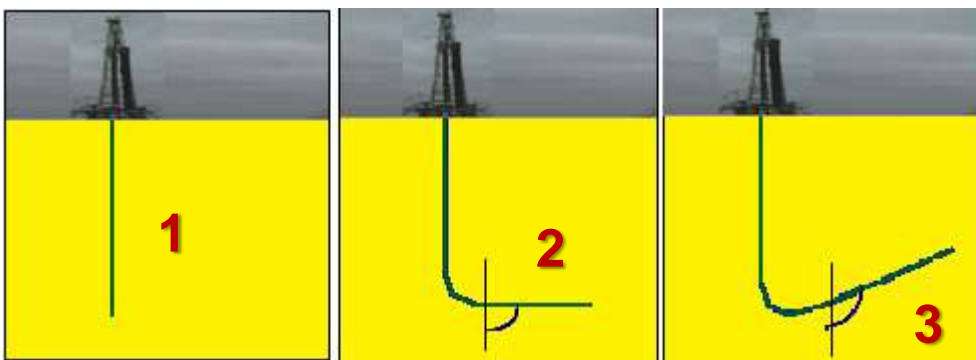
Отход

Зенитный угол



Термины и определения

Величина **отхода** и **зенитного угла** ограничивается либо **ТЕХНИЧЕСКИМИ** возможностями используемого инструмента, либо **нормативно**.



Вертикальная скважина
Горизонтальная скважина
Восстающая скважина



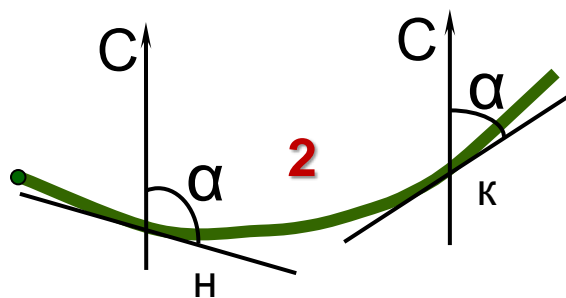
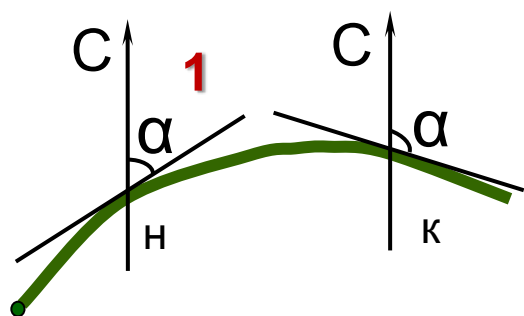
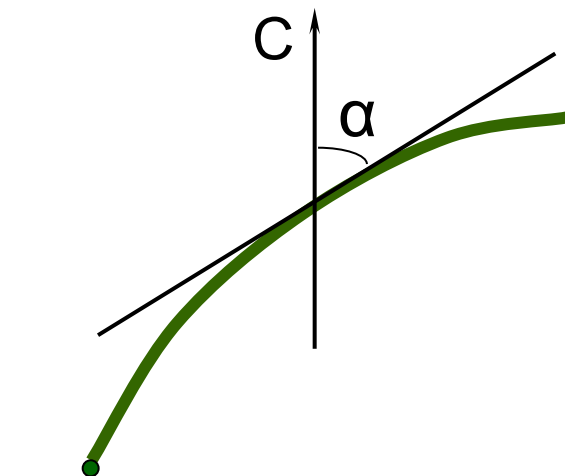
Набор зенитного угла
Падение зенитного угла
Стабилизация зенитного угла



Термины и определения

Азимут скважины α - угол между направлением на север и горизонтальной проекцией оси скважины, или касательной к ней, измеренный по часовой стрелке.

- **Азимут скважины** изменяется в пределах от 0° до 360° .
- **Магнитный азимут** измеряется от магнитного меридиана.
- **Истинный азимут** измеряется от географического меридиана. Угол между магнитным и географическими меридианом называется **склонением**.
- **Условный азимут** измеряется от направления, принятого условно за северное.



**Искривление
азимуту? вправо по**

**Искривление
азимуту? влево по**

Термины и определения

Интенсивность искривления - темп отклонения скважины от ее первоначального направления по зенитному углу i_θ или азимуту i_α .

$$i_\theta = \frac{\theta_K - \theta_H}{l}$$

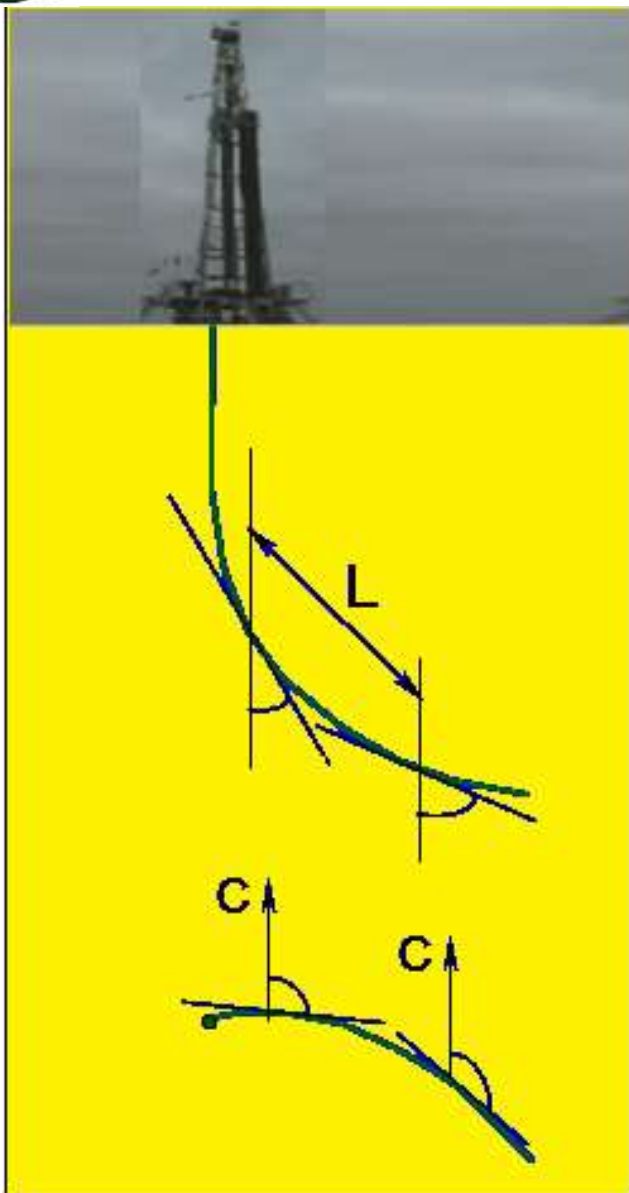
$$i_\alpha = \frac{\alpha_K - \alpha_H}{l}$$



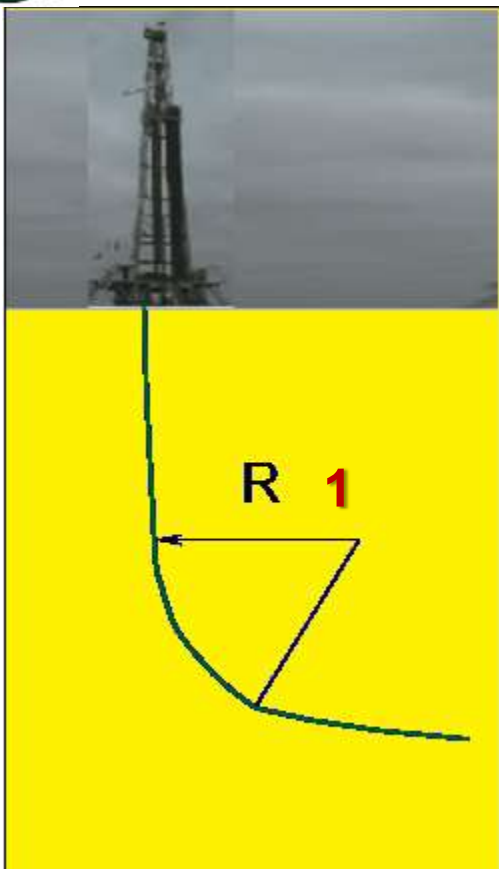
Когда интенсивность искривления отрицательна?

Когда интенсивность искривления положительна?

Когда интенсивность искривления равна 0?

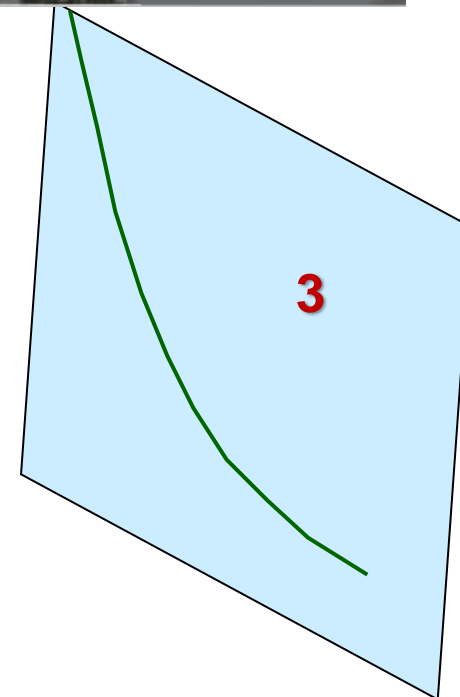


Термины и определения



$$R_2 = \frac{57,3}{|i|}$$

$$K_4 = \frac{1}{R}$$



Радиус кривизны скважины?

Кривизна скважины?

Апсидальная плоскость?



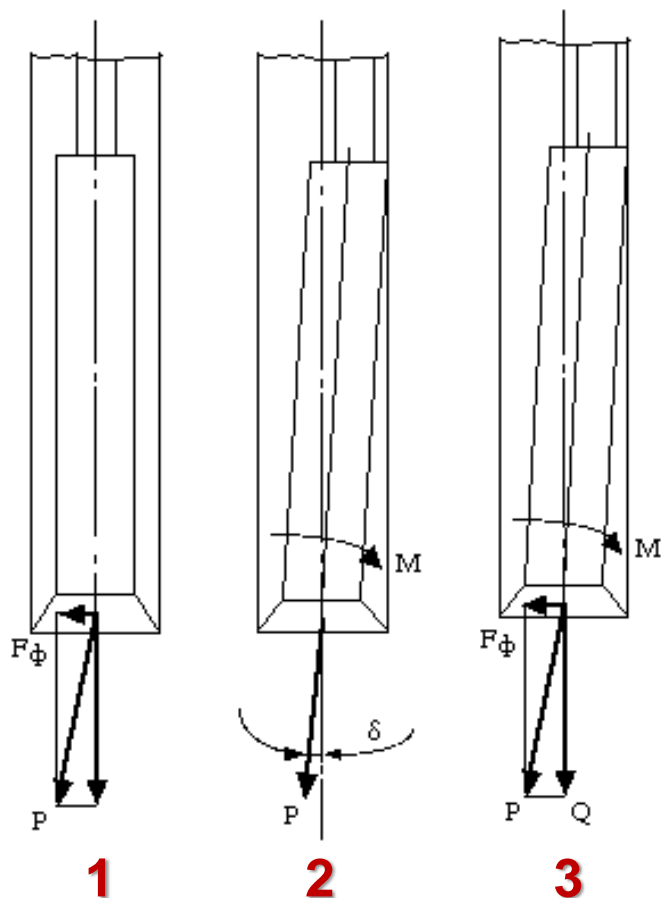
Тема №1.2

Причины искривления скважин.



Механизмы искривления скважин

Основная причина искривления скважин - неравномерное разрушение горной породы на забое, что происходит в результате действия различных сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты можно привести к одной равнодействующей силе и главному моменту.



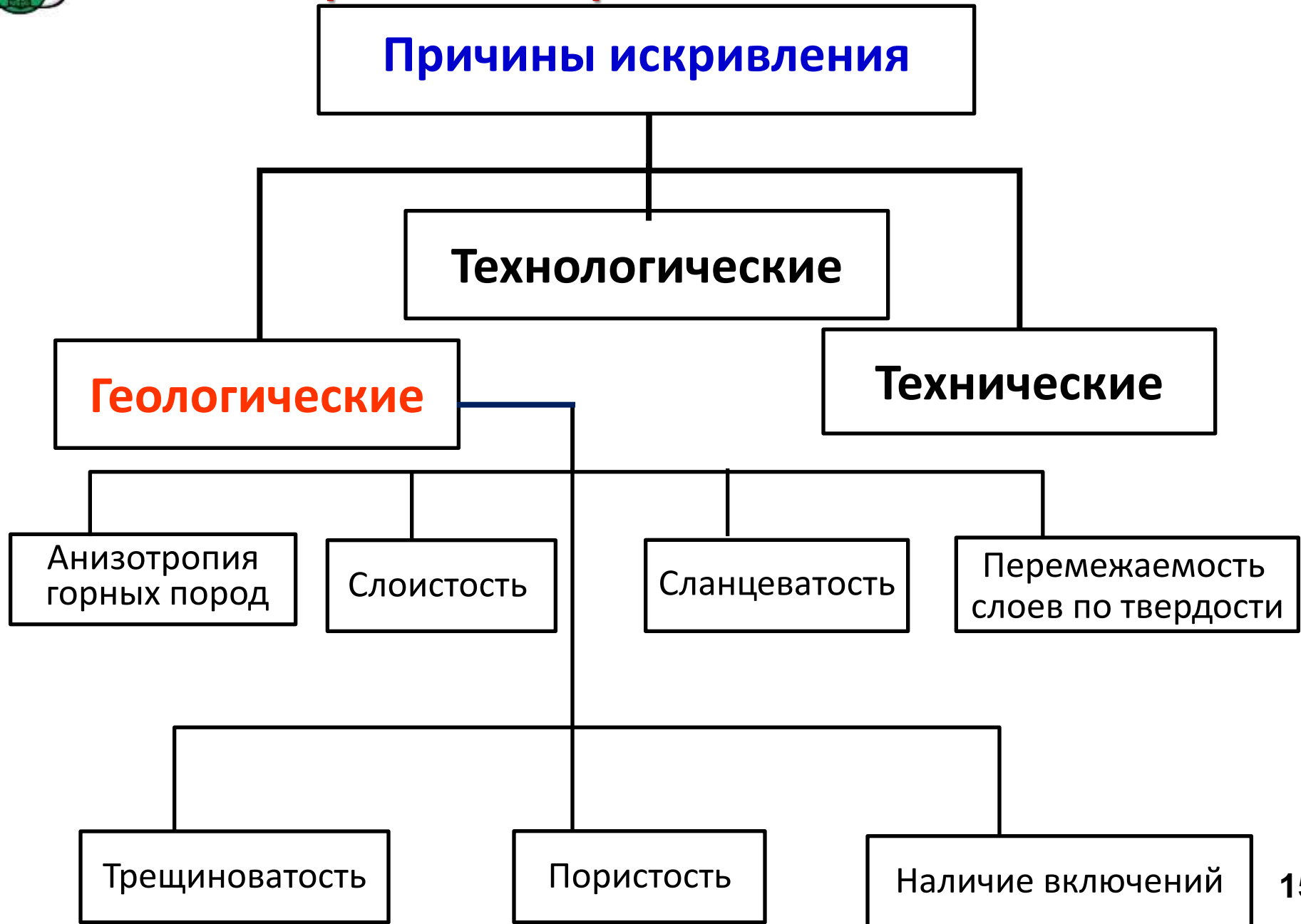
Искривления ствола за счет фрезерования стенки скважины?

Искривление за счет асимметричного разрушения породы на забое скважины?

Искривление скважин за счет одновременного фрезерования стенки и асимметричного разрушения забоя?

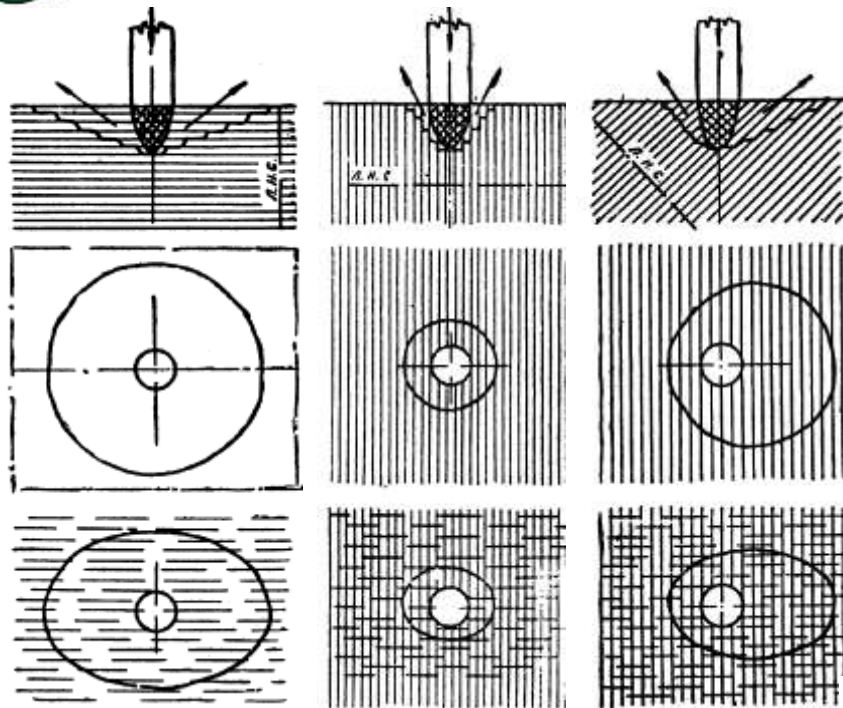


Причины искривления скважин



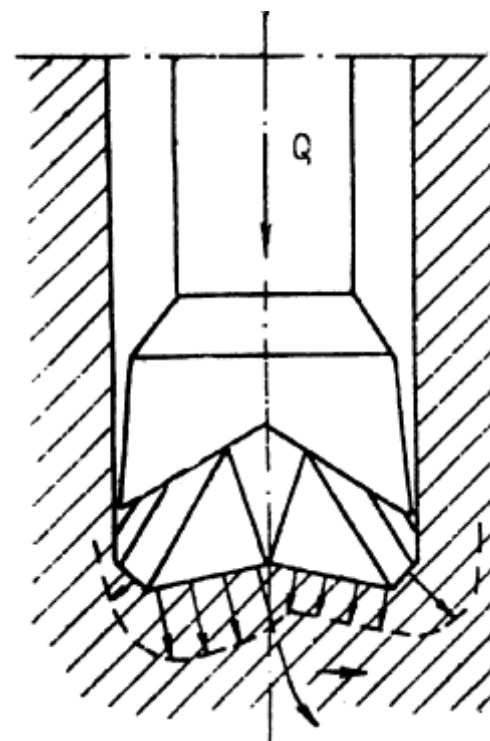
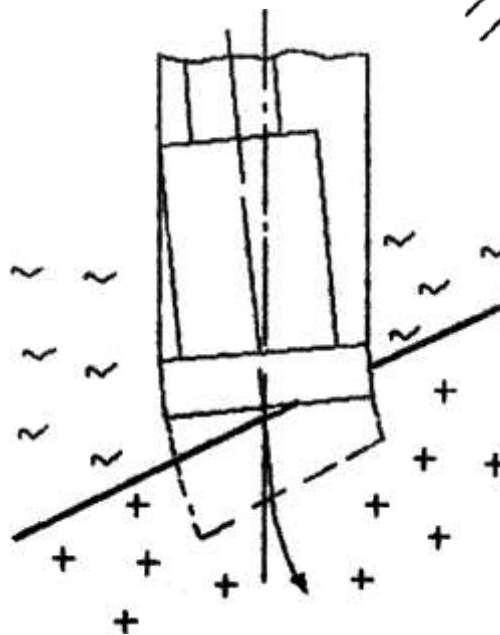


Геологические причины искривления скважин



Анизотропия

**Переменяемость
по твердости**



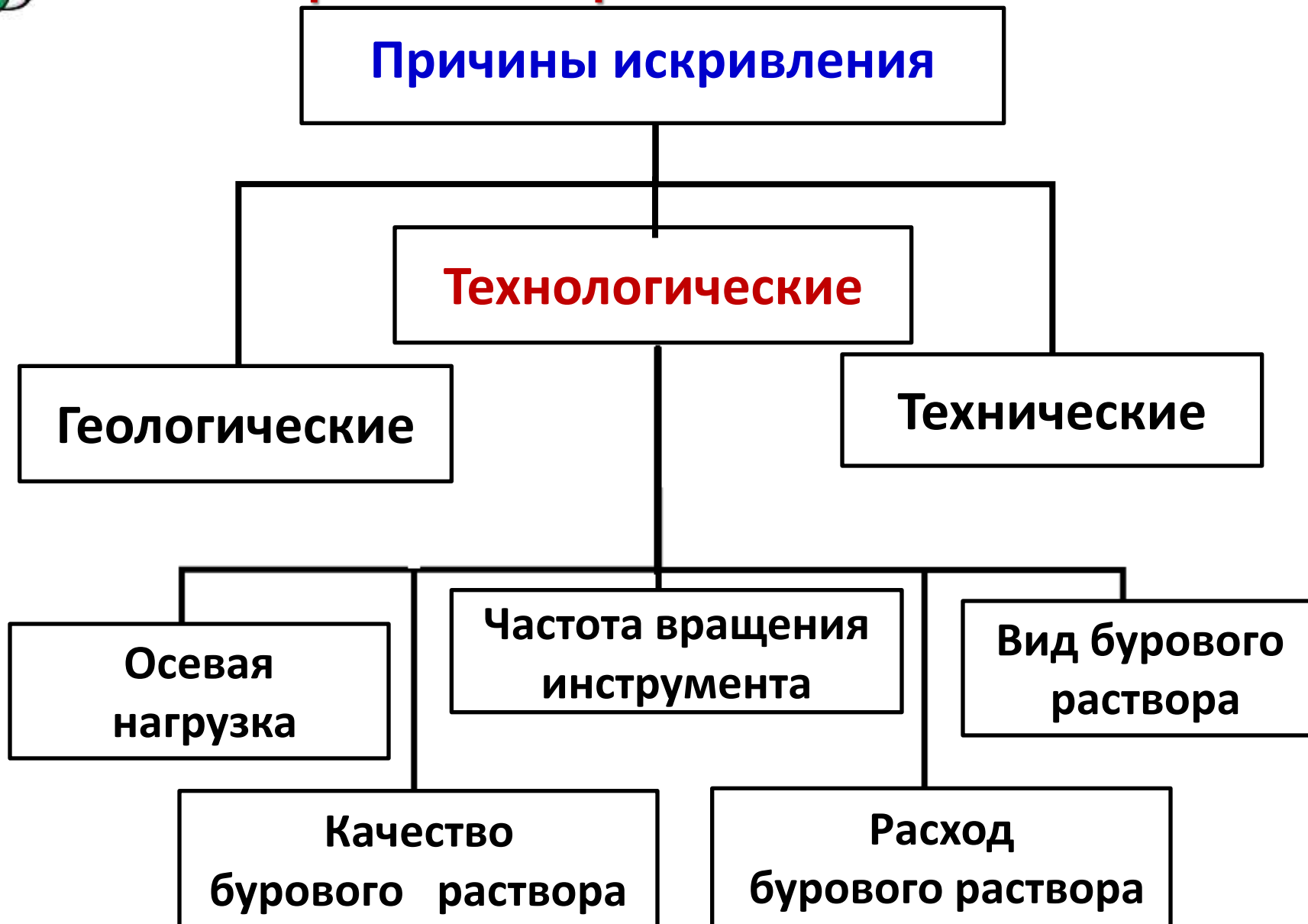
Слоистость

Изотропные

Анизотропные



Причины искривления скважин



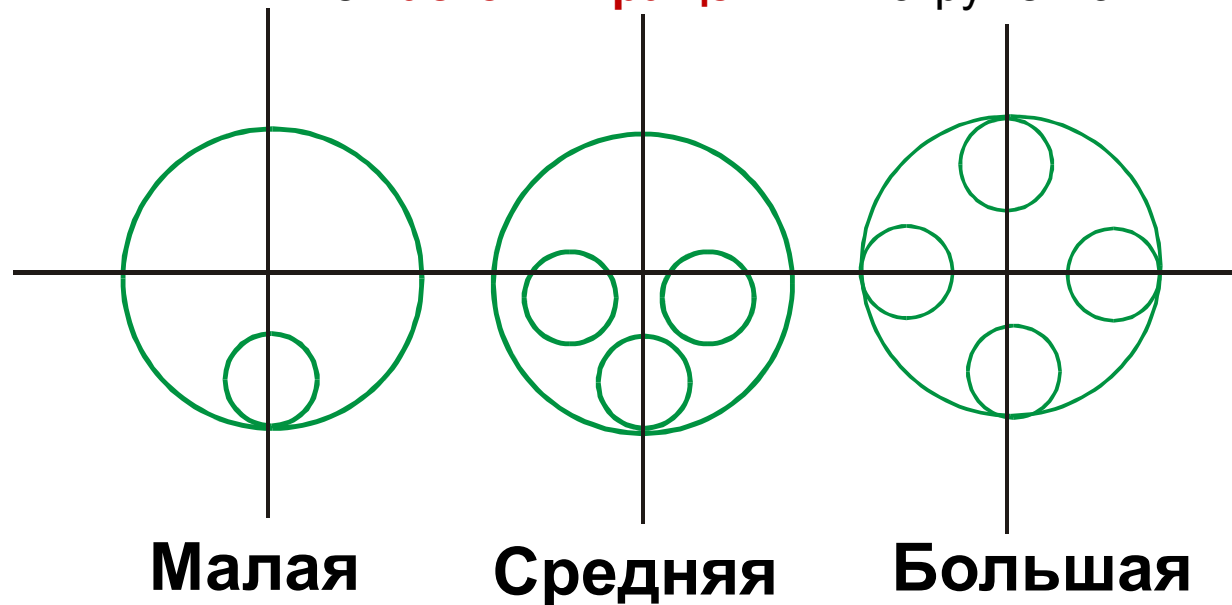


Технологические причины искривления скважин

Увеличение **осевой нагрузки** на долото приводит к **увеличению интенсивности искривления ствола**, так как

- увеличивается прогиб всех элементов КНБК;
- возрастает отклоняющая сила на породоразрушающем инструменте;
- первая точка касания КНБК со стенкой скважины приближается к забою, следовательно увеличивается перекося инструмент;
- увеличивается разработка ствола скважины.

Влияние **частоты вращения** инструмента





Технологические причины искривления скважин

Увеличение расхода бурового раствора в мягких породах приводит к размыву стенок скважины, в результате увеличивается угол перекоса инструмента, а следовательно, и **ИНТЕНСИВНОСТЬ искривления**.

Введение в буровой раствор смазывающих добавок меняет кинематику перемещения инструмента в скважине, что приводит к **ИЗМЕНЕНИЮ интенсивности искривления**.



Причины искривления скважин

Причины искривления

Технологические

Геологические

Технические

Состав КНБК

диаметр отдельных элементов

толщина стенки труб

длина отдельных элементов

места и количество
установленных центраторов

количество и места
установки калибраторов

Особенности породоразрушающего инструмента

форма торца

фрезерующая способность

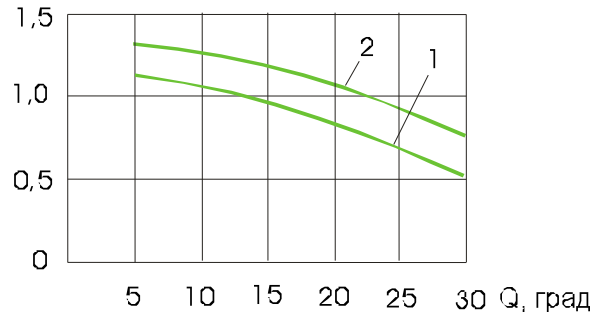
тип вооружения



Технические причины искривления скважин

Влияние диаметра долота на искривление скважины

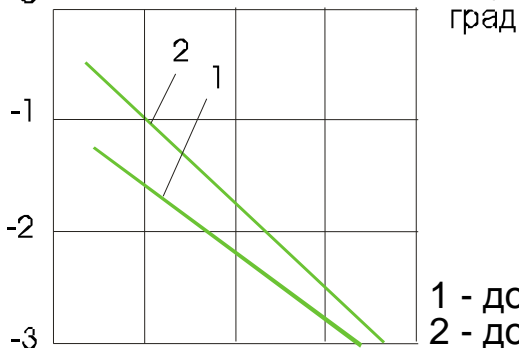
I град/100м



- 1 - долото диаметром 393,7 мм
2 - долото диаметром 295,3 мм

Влияние типа долота и зенитного угла на искривление скважины

0 10 20 30 40 Q, град



- 1 - долото МЗ-ГВ
2 - долото С-ГН

I град/100м

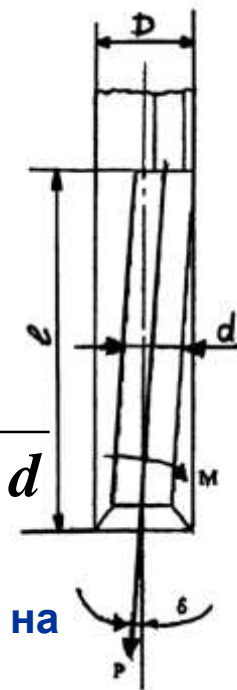
Зависимость интенсивности искривления от величины зенитного угла при бурении долотами Ø 215,9 мм и турбобуром ЗТСШ-195ТЛ

Влияние диаметра и длины забойного двигателя на искривление скважины

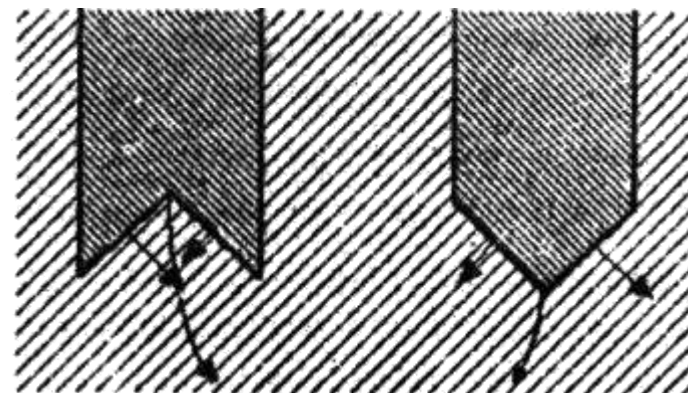
Влияние жесткости инструмента на искривление

$$R_{кр} = \frac{0,96 \cdot 10^6 (D - d)}{l^2}$$

$$R = \frac{l^2}{D - d}$$



Влияние формы торца породоразрушающего инструмента на искривление скважины





Тема №1.3

Закономерности искривления скважин.



Закономерности искривления скважин

Лекция №4

- В большинстве случаев скважины стремятся занять направление, **перпендикулярное слоистости** горных пород. По мере приближения к этому направлению интенсивность искривления снижается.
- **Уменьшение зазора** между стенками скважины и инструментом приводит к **уменьшению искривления**.
- **Место установки центрирующих элементов** и их диаметр весьма существенно влияют на направление и интенсивность зенитного искривления.
- **Увеличение жесткости** инструмента **уменьшает искривление** скважины, поэтому скважины большого диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра.
- **Увеличение осевой нагрузки** приводит к **увеличению интенсивности** искривления, а повышение частоты вращения колонны бурильных труб - к снижению искривления.



Тема №1.4

Типы профилей наклонно- направленных скважин. Выбор и расчет.



Проектный профиль скважины должен обеспечивать:

- выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве;
- вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее;
- максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти;
- максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта;
- оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.



Общий порядок проектирования и ограничения

1. Выбор типа профиля.
2. Определение допустимой интенсивности искривления.
3. Расчет профиля.

Максимально допустимый зенитный угол

в интервале увеличения угла – **40°**;

в интервале установки погружного насоса – **30°**;

при входе в продуктивный пласт – **25°**.

Максимально допустимая интенсивность искривления

в интервале искусственного искривления скважины – **1,5град/10м**;

в интервале установки погружного насоса – **3град/100м**.



Классификация профилей направленных скважин

По количеству интервалов с неизменной интенсивностью

— двухинтервальные

— трехинтервальные

— четырехинтервальные

— пятиинтервальные

— прочие

По виду профиля

— S-образные

— J-образные

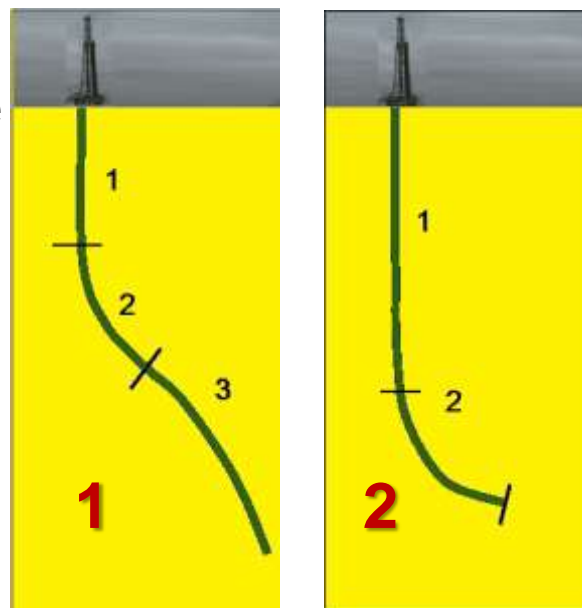
По величине радиуса искривления

— с большим радиусом

— со средним радиусом

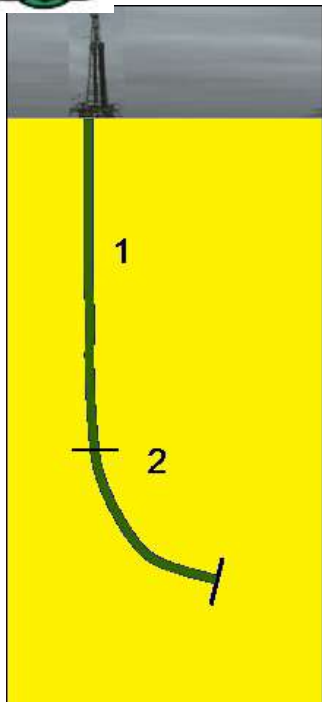
— с малым радиусом

— со сверхмалым радиусом



Какой профиль S-образный, а какой J-образный?

Достоинства и недостатки разных профилей

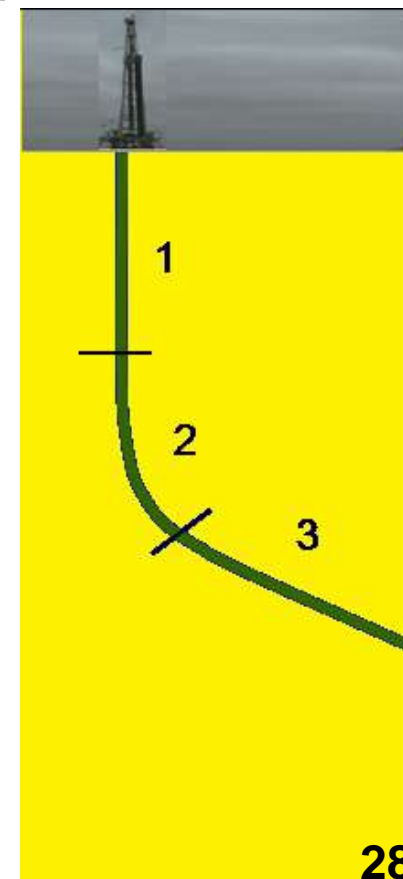


Двухинтервальный профиль

Преимущества: максимальный отход скважины.

Недостатки: постоянное применение специальных компоновок (отклонителей) на втором интервале.

Трехинтервальный профиль с третьим прямолинейным участком



Преимущества: минимальное время бурения с отклонителем; сравнительно большая величина отхода.

Недостатки: возможность осложнений при бурении третьего интервала, особенно в абразивных породах средней твердости и твердых.

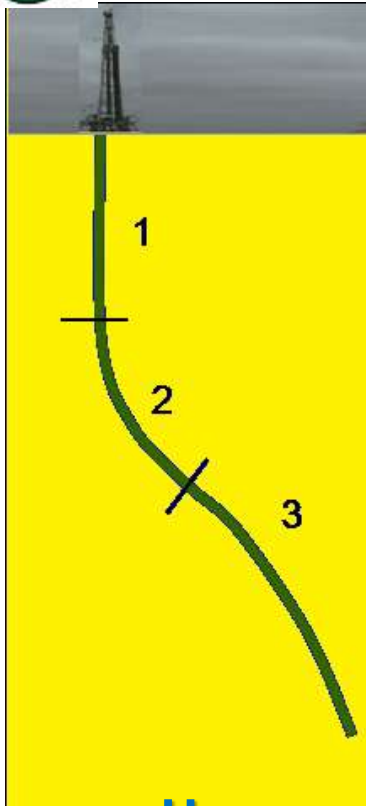


Достоинства и недостатки разных профилей

Трехинтервальный профиль с третьим криволинейным участком

Преимущества: упрощается проходка третьего интервала.

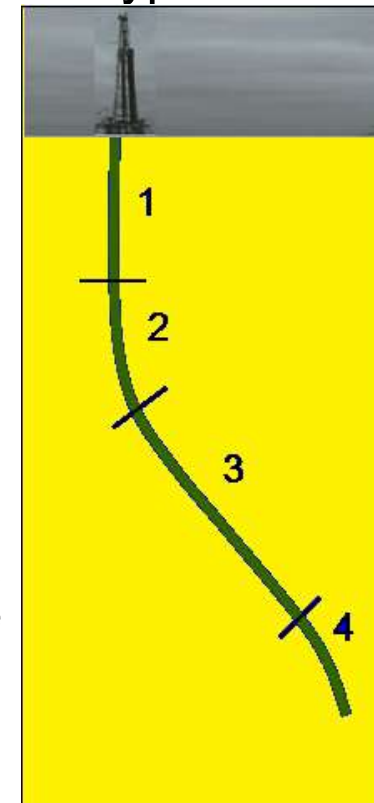
Недостатки: уменьшается отход при прочих равных условиях; увеличивается длина интервала бурения с отклонителем.



Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом уменьшения зенитного угла

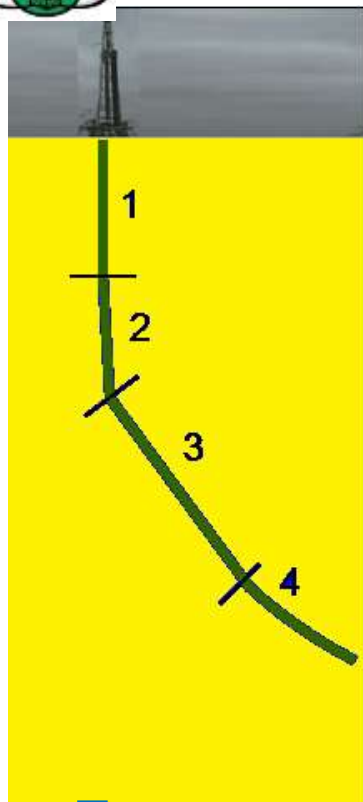
Преимущества: сравнительно большая величина отхода; уменьшение вероятности осложнений в процессе бурения.

Недостатки: возрастание сил сопротивления перемещению колонны туб.



Достоинства и недостатки разных профилей

Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом увеличения зенитного угла



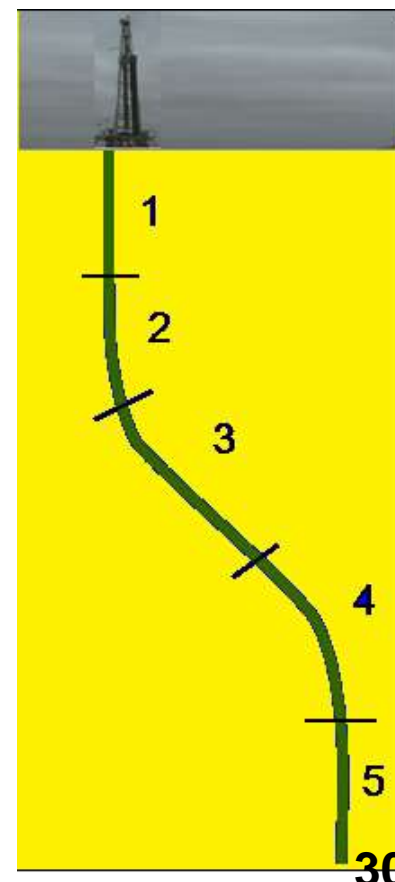
Преимущества: увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования; увеличения дебита скважины; увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта.

Недостатки: сложность реализации.

Пятиинтервальный профиль

Преимущества: при эксплуатации скважины возможна установка насосного оборудования в зоне продуктивного горизонта.

Недостатки: существенное увеличение нагрузки на крюке за счет сил трения.





Определение допустимой интенсивности искривления

минимальный радиус кривизны ствола R_{min} определяется по следующим формулам:

- из условия проходимости оборудования и инструмента по скважине:

$$R_{min} = \frac{L^2}{8(D-d-K)},$$

где **L**-длина спускаемого инструмента; **d**-его диаметр; **D**-диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной колонны; **K**-необходимый зазор, $K=1,5-3$ мм.

- из условия предотвращения желобообразования:

$$R_{min} = \frac{Pl}{F_{дон}},$$

где **P**-натяжение колонны при подъеме инструмента; **l** -расстояние между замками; **F_{дон}**-допустимая сила прижатия замка к стенке скважины.

- из условия предотвращения поломок колонн труб:

$$R_{min} = \frac{Ed}{2[\sigma_{изг}]},$$

где **E**-модуль упругости; **[σ]** -допустимое напряжение изгиба.

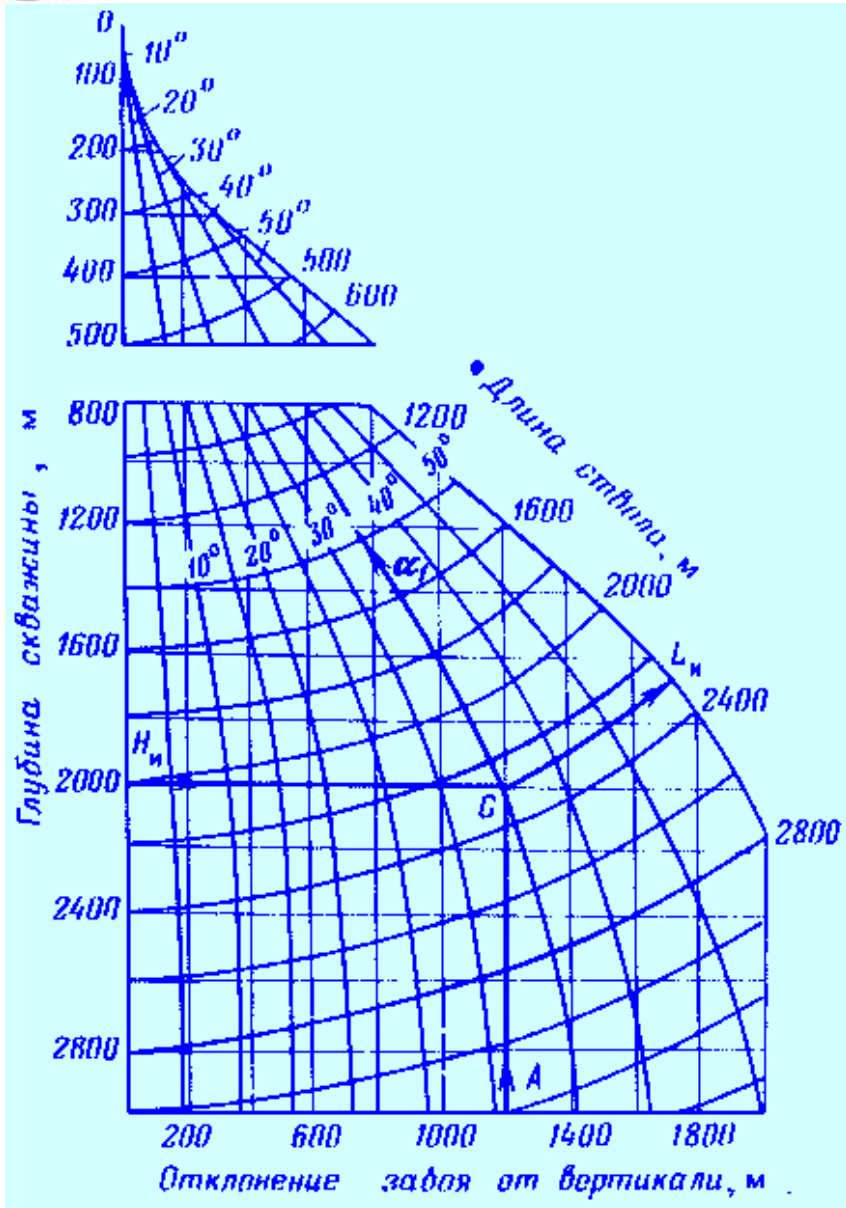


Порядок расчета профиля

- По ранее пробуренным скважинам определяются **закономерности искривления** и влияние на него различных факторов.
- По схеме кустования или структурной карте и геологическим разрезам определяются проектный азимут скважины, **глубина скважины по вертикали** и **проектный отход** (смещение).
- Определяется конечная **глубина верхнего вертикального участка**.
- **Выбирается КНБК**, обеспечивающая необходимую интенсивность искусственного искривления.
- Производится **расчет профиля**, т.е. определяются зенитные углы в начале и в конце каждого интервала и величины проекций каждого интервала на горизонтальную и вертикальную плоскости, а также длина каждого интервала по оси скважины.



Проектирование по номограммам



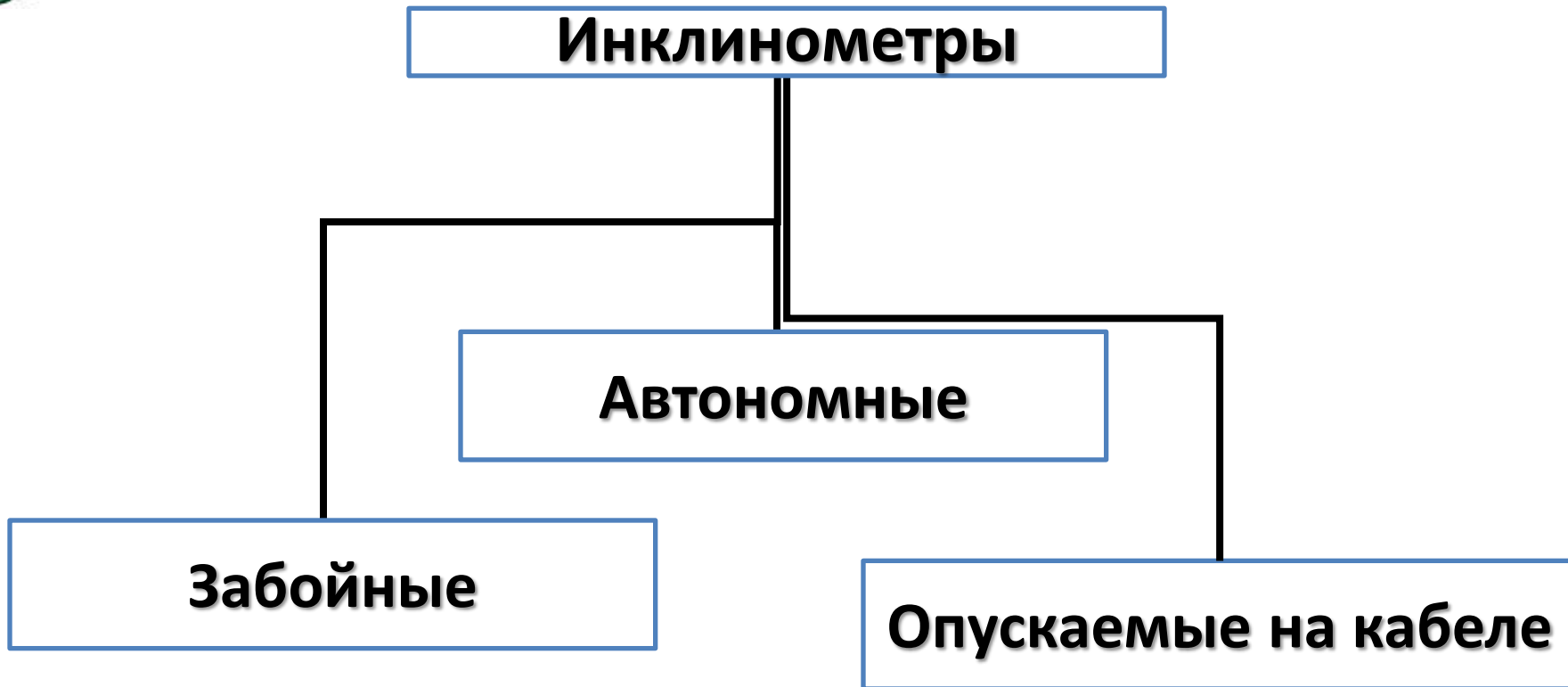
Исходные данные:

- Глубина скважины по вертикали;
- Отход скважины;
- Зенитный угол в конце интервала набора.



Тема №1.5.1

***Контроль при проводке скважин.
Инклинометрия скважин. Техника и
технологии.***



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»

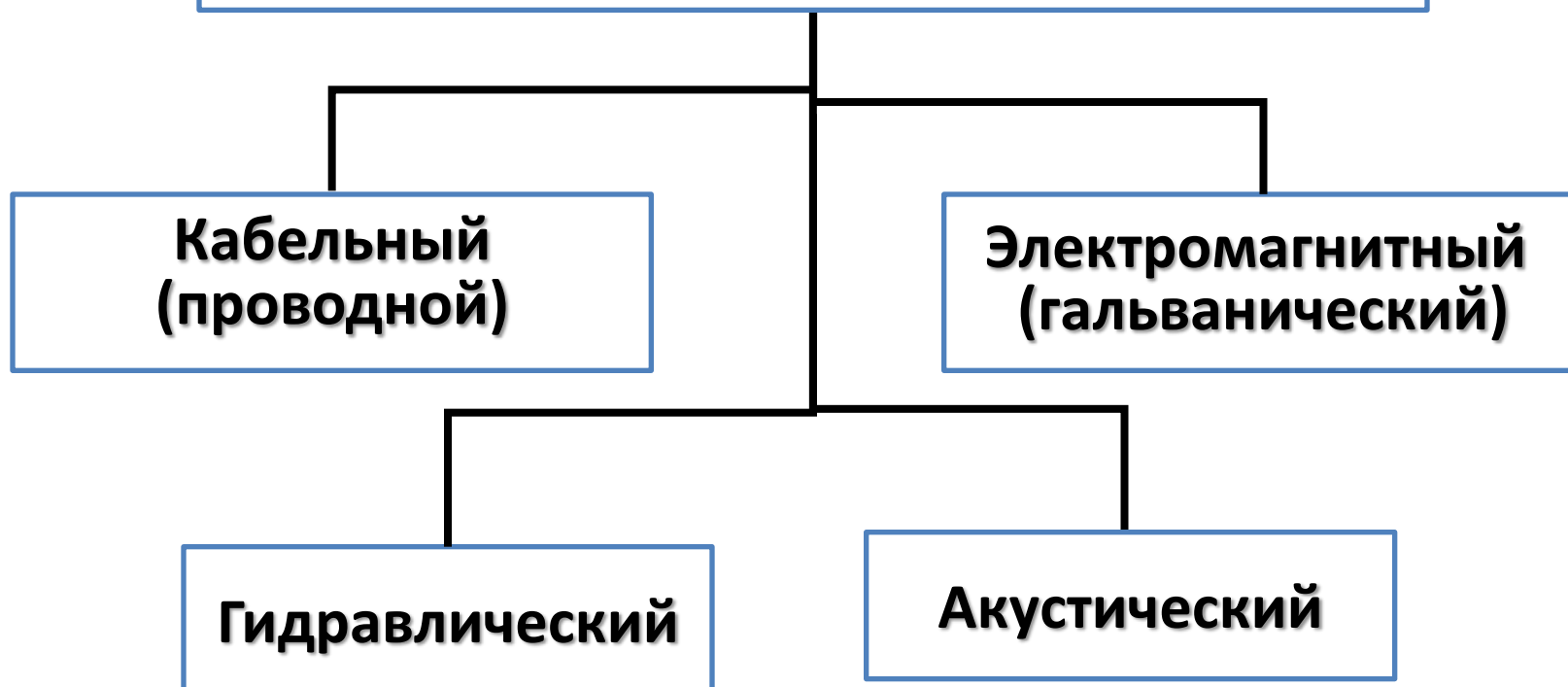


Какой канал самый надежный?

Какой канал самый сложный в реализации?

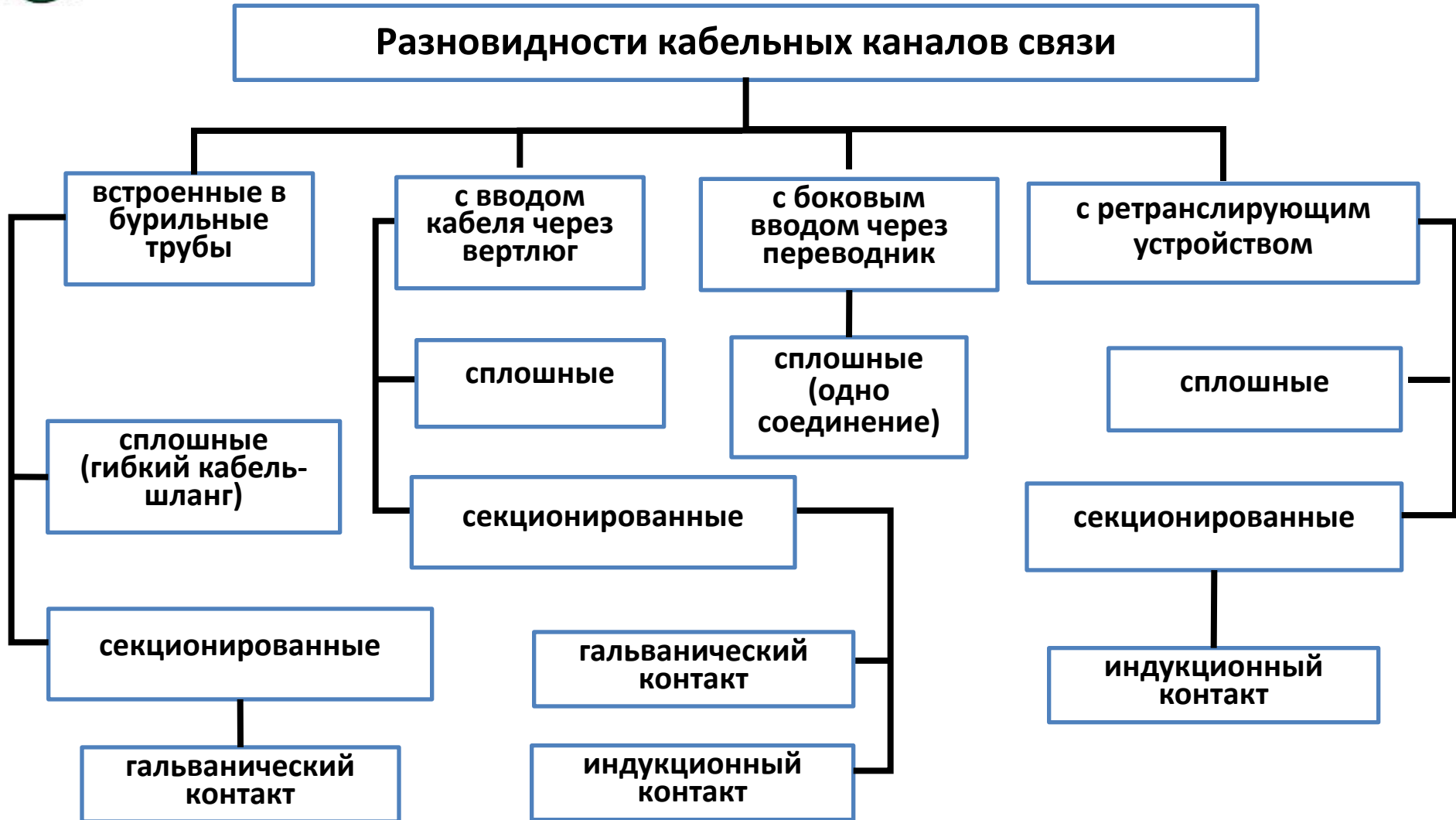
Какой канал самый распространенный в Западной Сибири?

Виды каналов связи «Забой-устье»



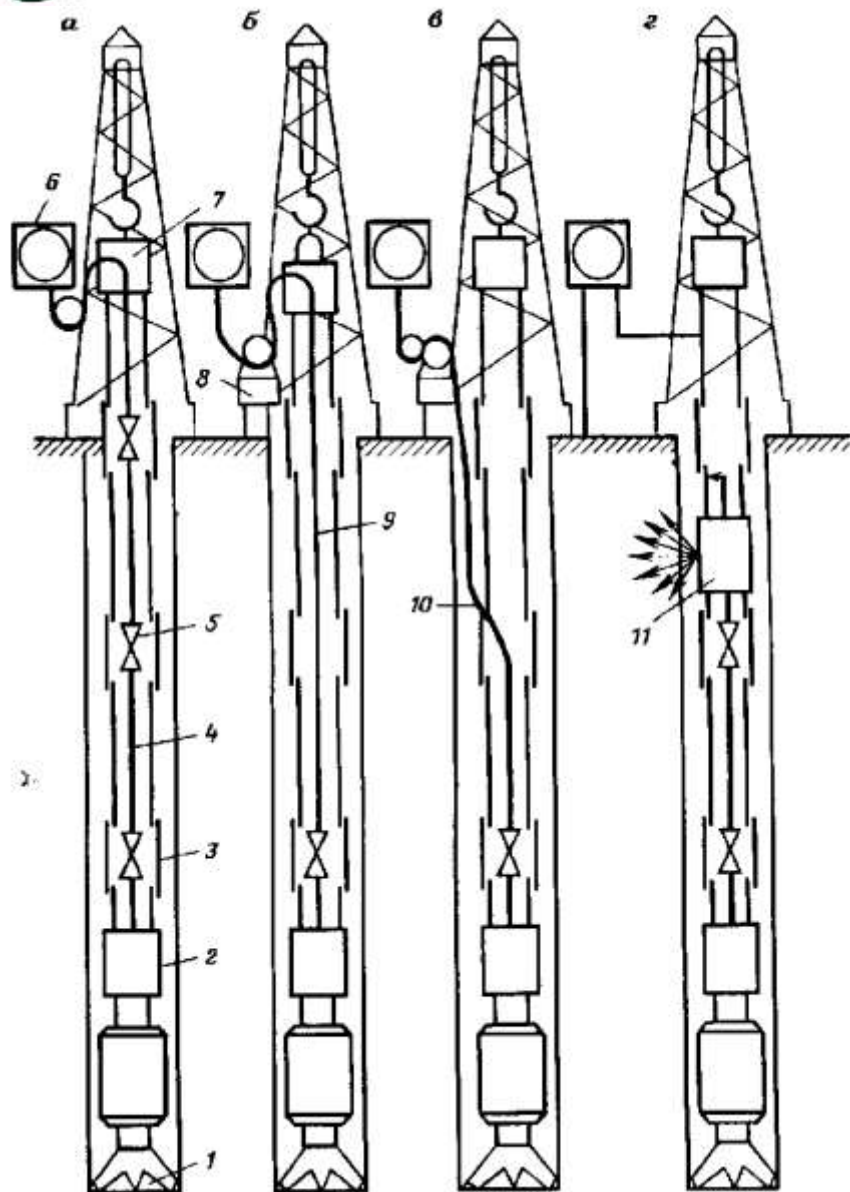


Классификация кабельных каналов связи





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.



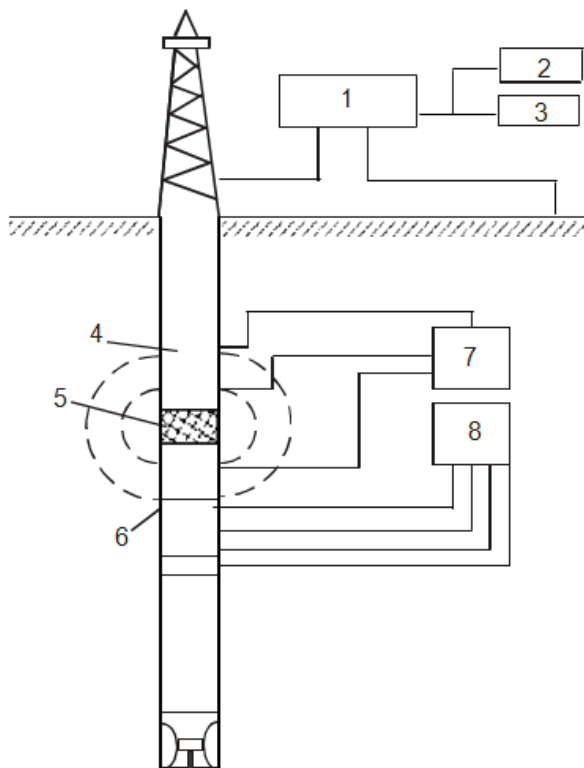
Классификация электромагнитных каналов

Лекция №4

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;

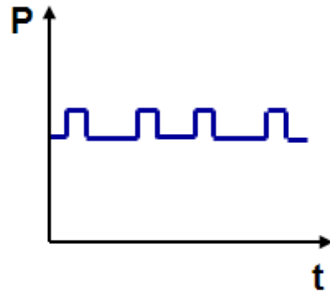
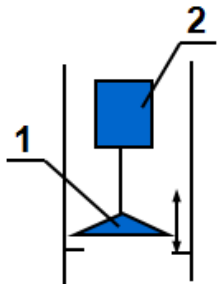
8 - измерительный блок.



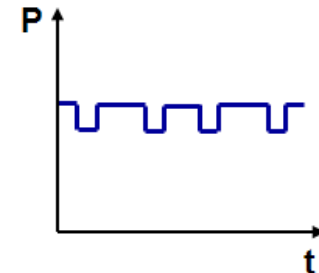
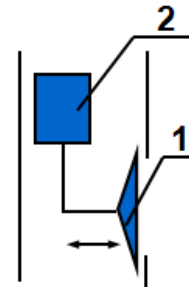
Классификация гидравлических каналов

Разновидности гидравлических каналов связи

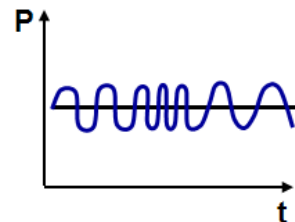
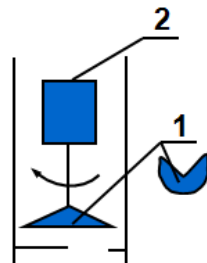
Положительные импульсы



Отрицательные импульсы



«Сирена»



Обозначения:

1 - клапан;

2 - исполнительный механизм.



Классификация акустических каналов

Разновидности акустических
каналов связи

По трубе

По столбу
промывочной
жидкости

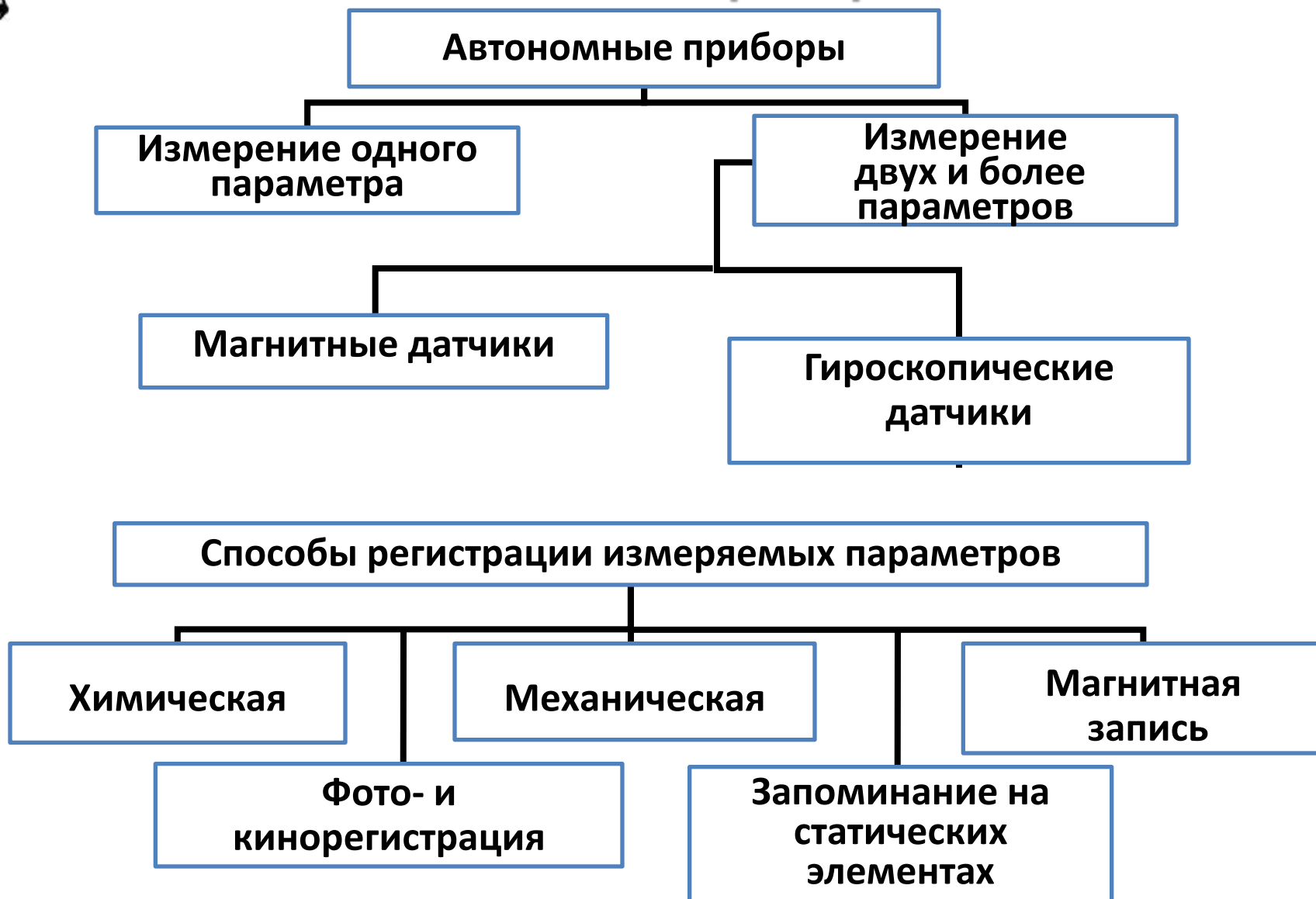
По горной породе
(пеленгация)

Без ретранслятора

С ретранслятором

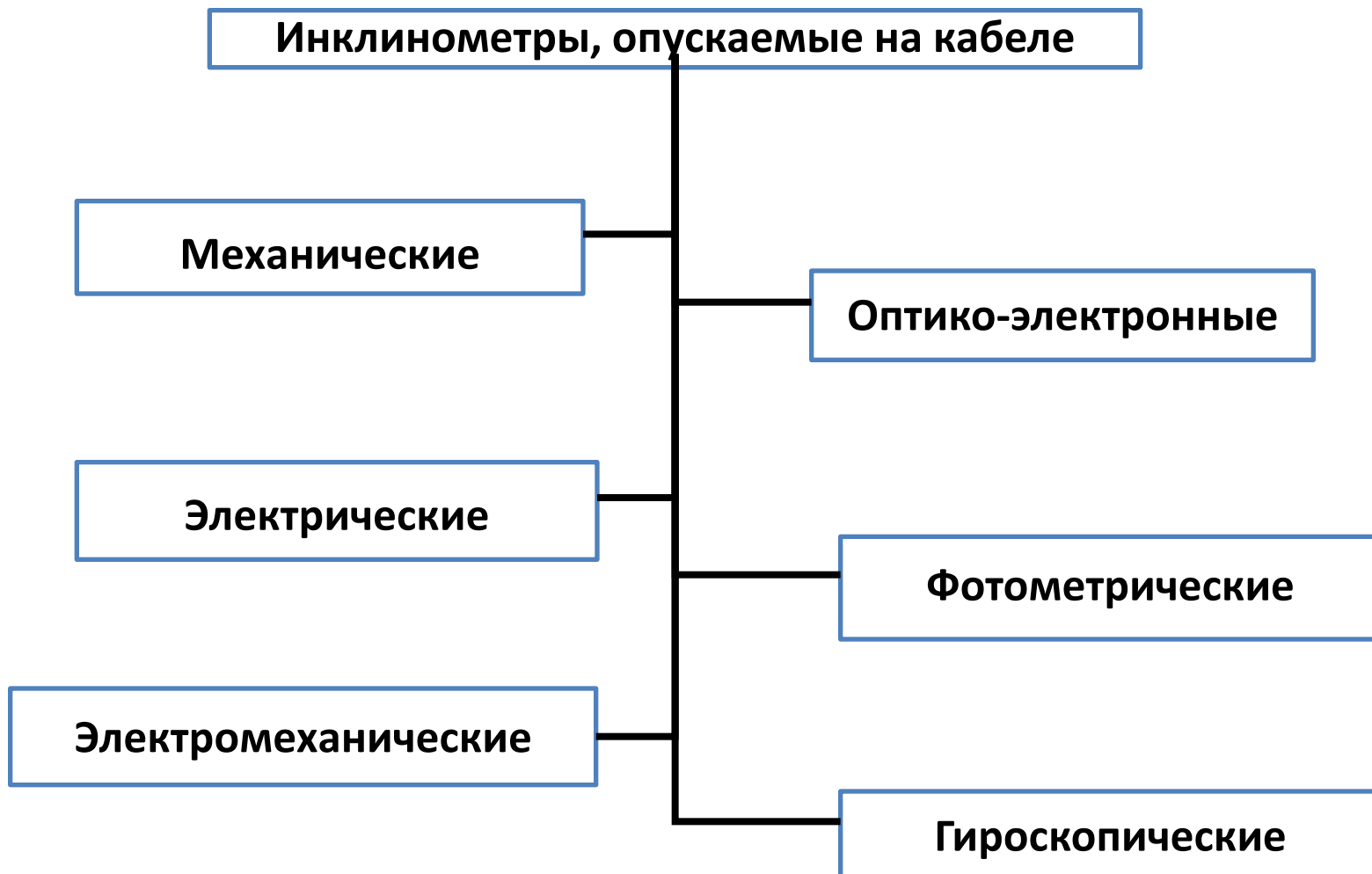


Автономные приборы

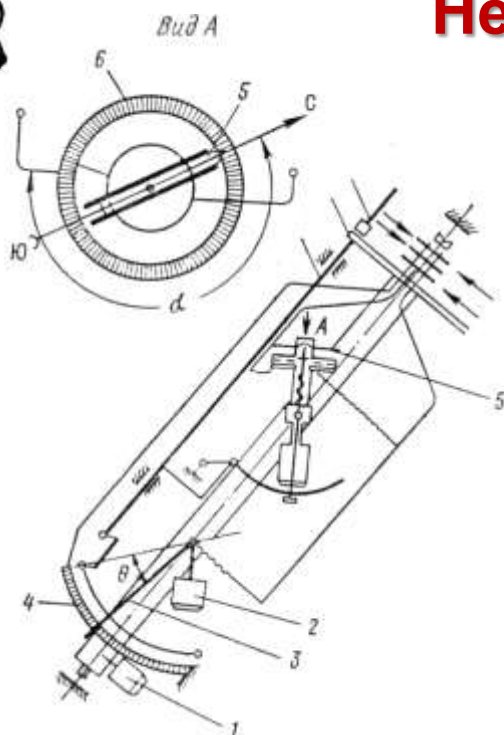




Неавтономные приборы



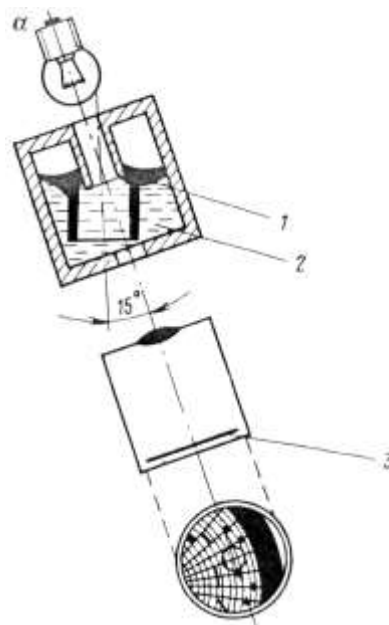
Неавтономные приборы



Механический

Датчик инклинометра «КИТ»: Датчик инклинометра «Костер»:

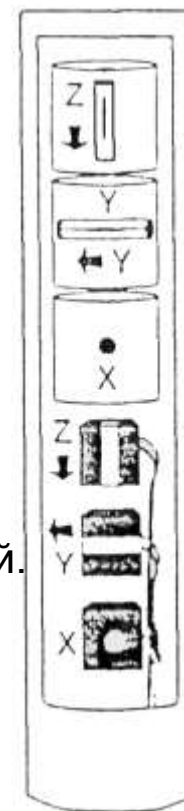
1. Эксцентричный груз.
2. Отвес.
3. Стрелка отвеса.
4. Реохорд.
5. Магнитная стрелка.
6. Круговой реохорд датчика азимута.



Фотометрический

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

Электронная магнитная инклометрическая система



Акселерометр

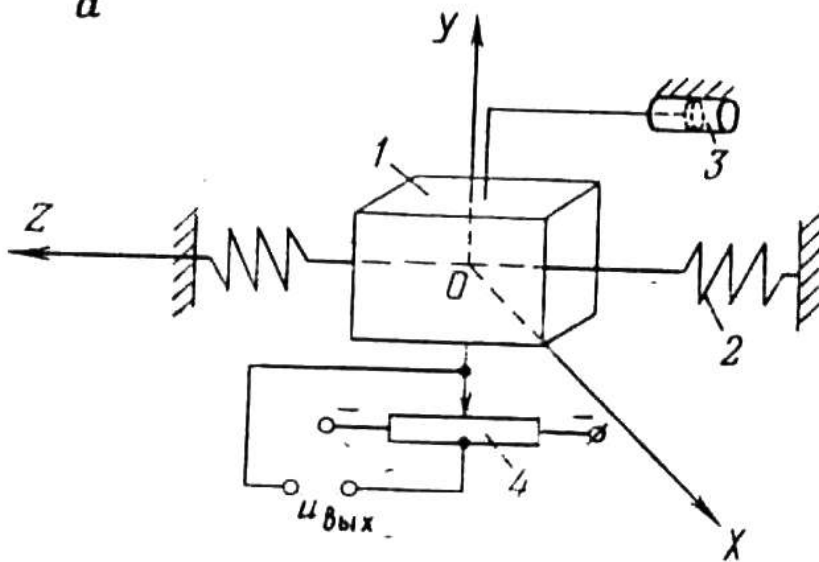


Магнитометр



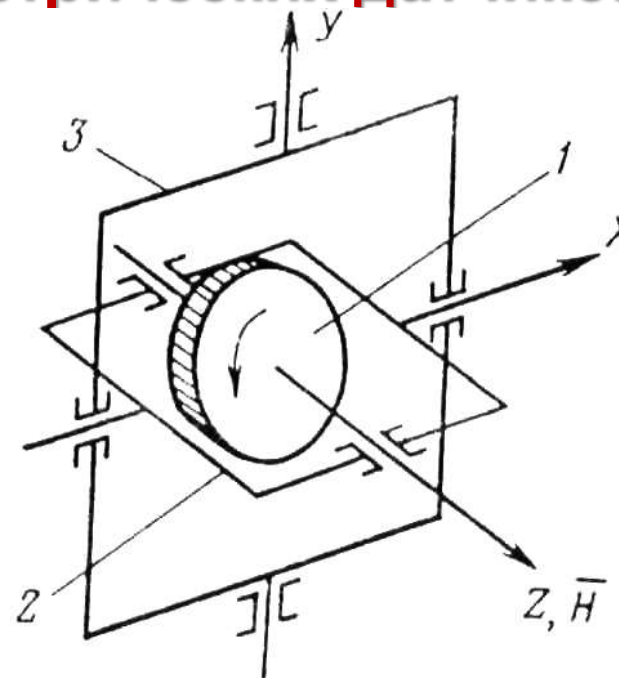
Принципы работы инклинометрических датчиков

а



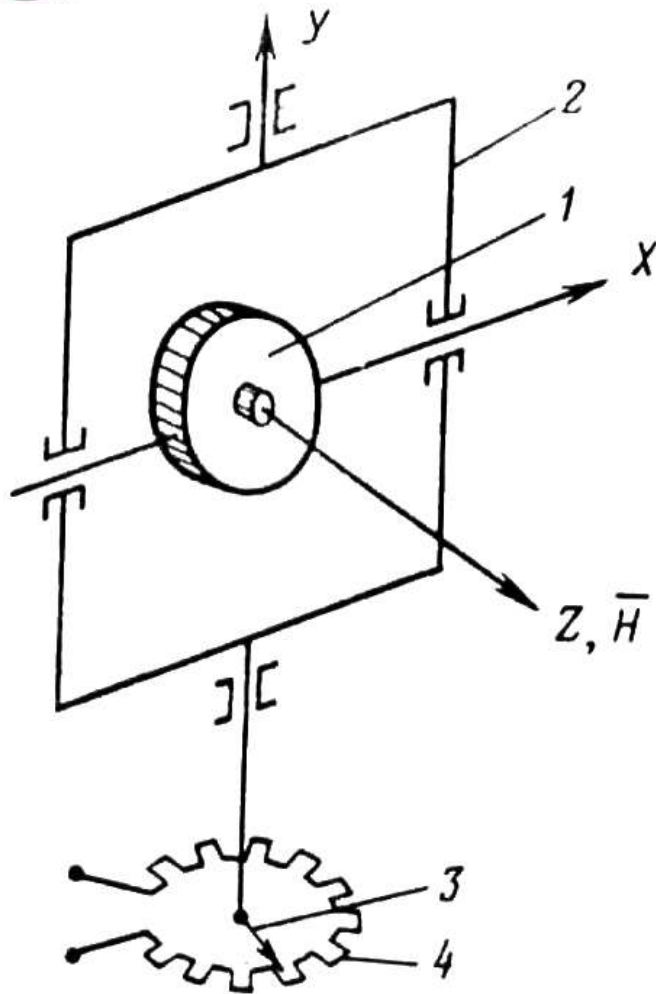
**Схема простейшего
акселерометра**

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.

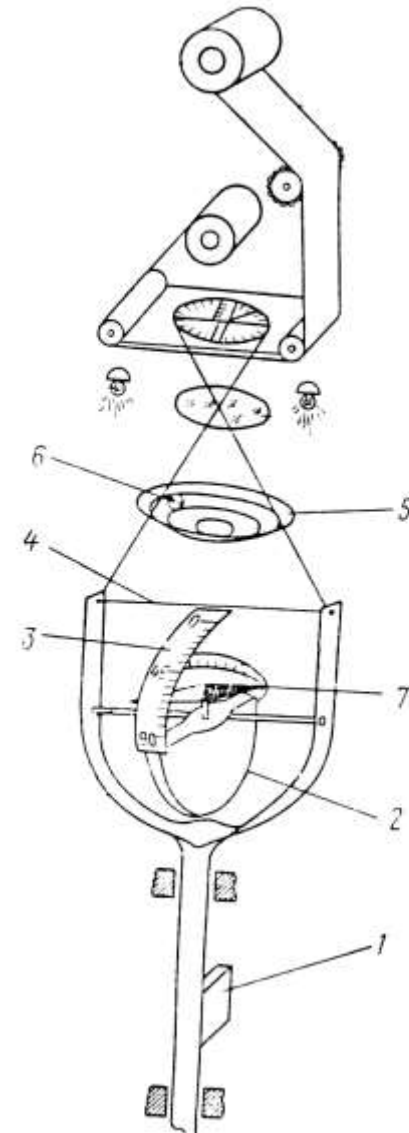


Датчик азимута на основе гироскопа

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?

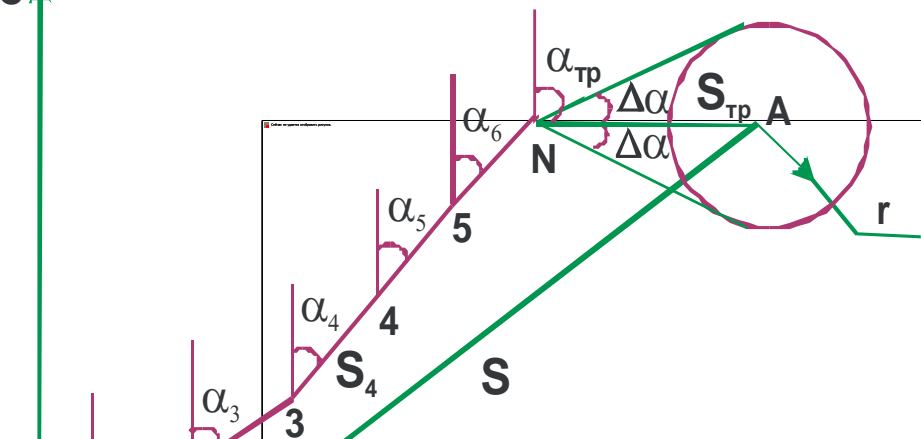
Как ликвидировать возможность ошибки в измерениях?



Тема №1.5.2

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

Графический способ построения проекции



Горизонтальная проекция

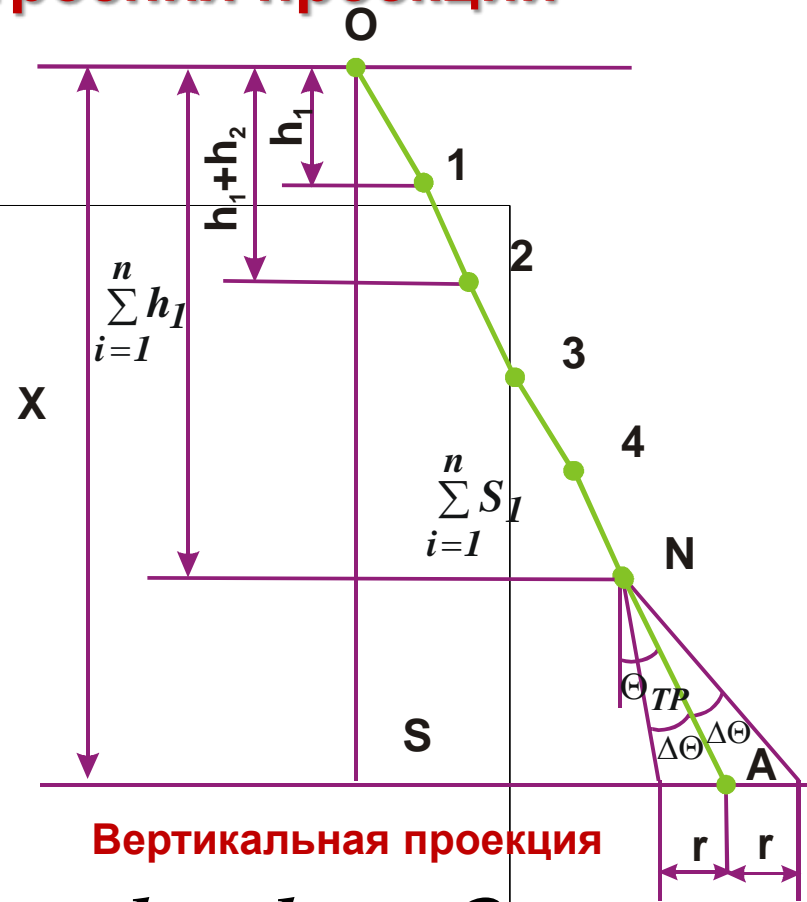
$$S_i = l_i \sin \Theta_{cpi},$$

где l_i - длина участка ствола скважины между точками замера;

Θ_{cpi} - средний зенитный угол участка.

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

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



Вертикальная проекция

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

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

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 №1.6

Технические средства направленного бурения скважин. компоновки низа бурильной колонны для направленного бурения.



Классификация отклонителей

Отклонители разового действия

- Закрытые клинья, опускаемые на колонне бурильных труб.
- Закрытые клинья, опускаемые на колонне направляющих труб.
- Открытые неизвлекаемые клинья.
- Открытые извлекаемые клинья.

Отклонители непрерывного действия

- Кривая труба.
- Кривой переводник.
- Турбинный отклонитель (ТО).
- Отклонитель турбинный секционный (ОТС).
- Шпindel отклонитель (ШО).
- Отклонитель с эксцентричной накладкой.
- Винтовой забойный двигатель с механизмом искривления.
- Электробур с механизмом искривления.
- Шарнирный отклонитель.
- Центратор с изменяющимся диаметром.
- КНБК с центраторами и калибраторами.
- Роторные управляемые системы (РУС).



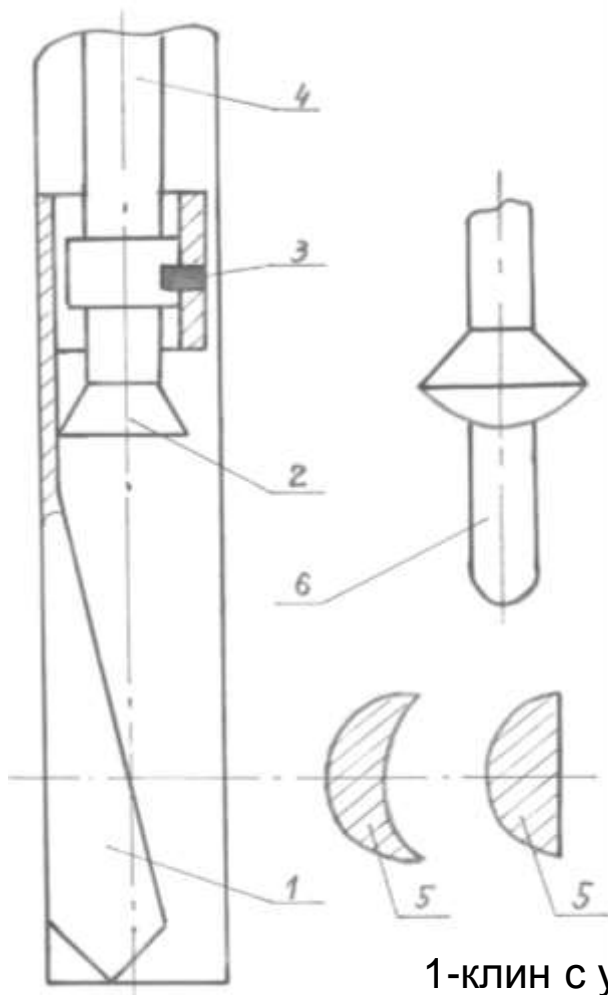
Закрытый клин, опускаемый на колонне бурильных труб

Преимущества:

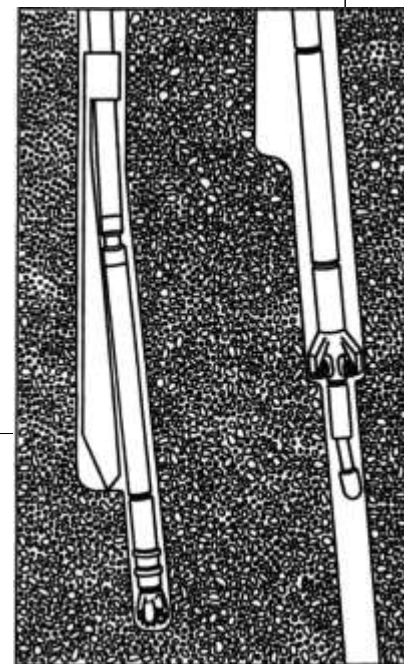
- минимальная вероятность осложнений при дальнейшей углубке ствола;
- сохранение диаметра скважины;
- возможность повторного использования.

Недостатки:

- искривление скважины ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО С естественного забоя;
- резкий перегиб ствола.



- 1-клин с узлом крепления; 2-долото;
3-срезной болт; 4-бурильные трубы;
5-варианты ложка клина;
6-расширитель пилот-скважины.



Достоинства и недостатки отклонителей

Закрытый клин, опускаемый на колонне направляющих труб

Преимущества:

- возможность забуривания нескольких стволов без подъема инструмента;
- после окончания работ клин может быть извлечен и использован повторно.

Недостатки:

- дополнительный расход труб;
- уменьшение диаметра дополнительного ствола;
- увеличение затрат времени на спуск дополнительной колонны труб.

Открытый неизвлекаемый клин

Преимущества:

- диаметр дополнительного ствола может быть равен диаметру основного ствола;
- более надежное крепление клина.

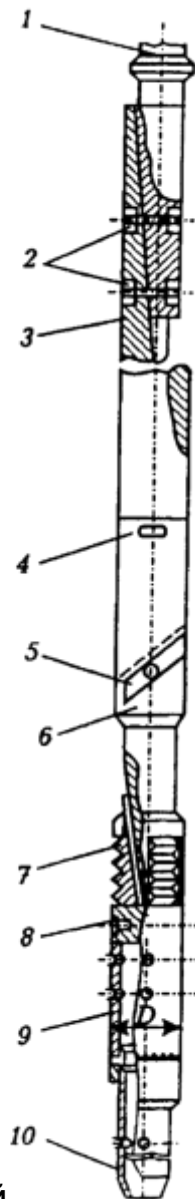
Недостатки:

возможны осложнения за счет посадки или проворота клина.

Схема отклонителя ОЗТ:

1-спускной клин; 2-болты; 3-клин-отклонитель; 4-надставка; 5-шпилька; 6-корпус; 7-плашка; 8-винт; 9-плашкодержатель; 10-специальный патрубков.

1-клин;
2-колонна направляющих труб.





Извлекаемый открытый клин



Дополнительное преимущество перед неизвлекаемыми открытыми клиньями - извлечение из скважины, что позволяет спустить необходимый инструмент в основной ствол и использовать клинья повторно.

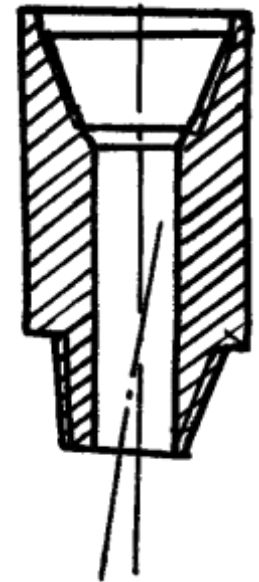
Кривой переводник

Преимущества:

- простота изготовления;
- дешевизна;
- возможность применения в комплексе с другими отклонителями.

Недостатки:

- интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств горных пород и режимов бурения;
- радиальные нагрузки на породоразрушающий инструмент и забойный двигатель;
- применение с турбобурами возможно только в скважинах большого диаметра;
- искривление скважины возможно только до зенитных углов в 45° .



Достоинства и недостатки отклонителей

Турбинный отклонитель

Преимущества:

- возможность применения в скважинах малого диаметра;
- стабильность искривления;
- отсутствие резких перегибов ствола.

Недостатки:

- малый моторесурс кулачкового шарнира;
- дороговизна.

Шпindelь-отклонитель

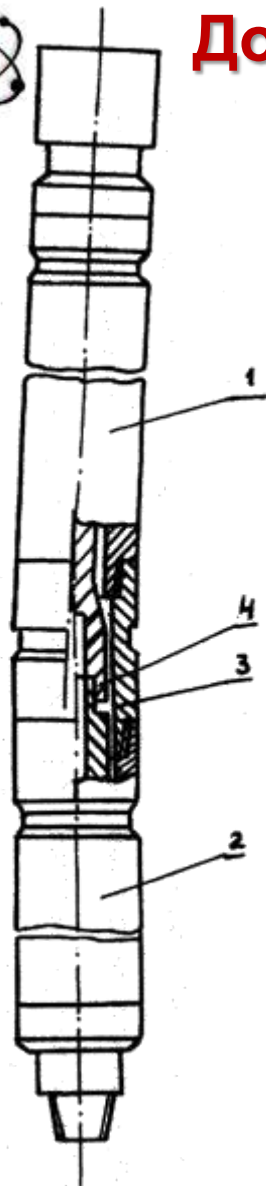
Преимущества:

- возможно применение с любым секционным турбобуром;
- увеличенный ресурс кулачкового шарнира за счет его гидравлической разгрузки;
- меньшие радиальные нагрузки на турбинные секции;
- простота обслуживания.

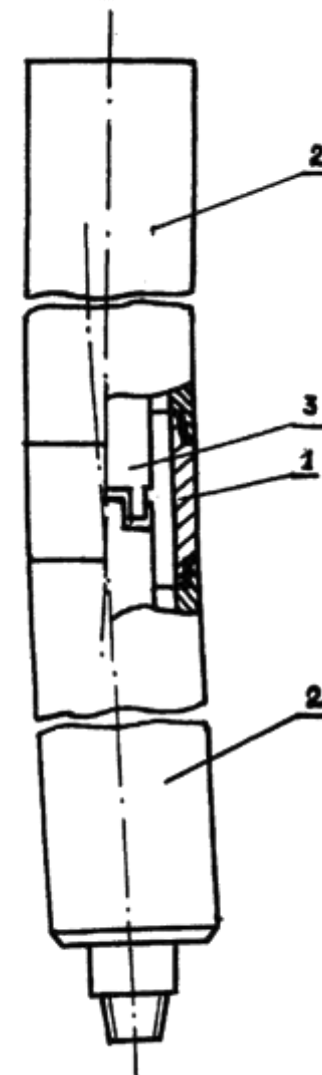
Недостатки:

- сложность конструкции;
- дороговизна.

- 1-кривой переводник;
2-разъемный корпус;
3-кулачковый шарнир.



- 1-турбинная секция;
2-шпindelь;
3-кривой переводник;
4-кулачковый шарнир.





Достоинства и недостатки отклонителей. Способы регулирования.

Отклонитель с накладкой

Преимущества:

- простота изготовления.

Недостатки:

- возможность «зависания» инструмента;
- радиальные нагрузки на породоразрушающий инструмент и забойный двигатель.

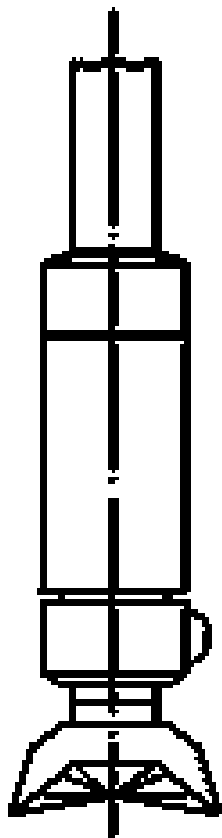
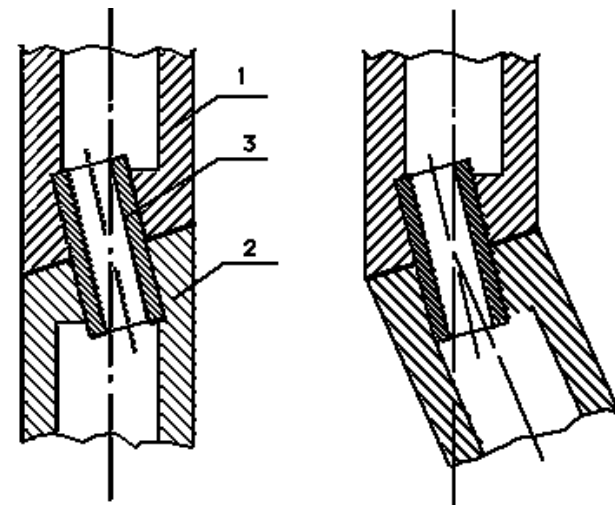


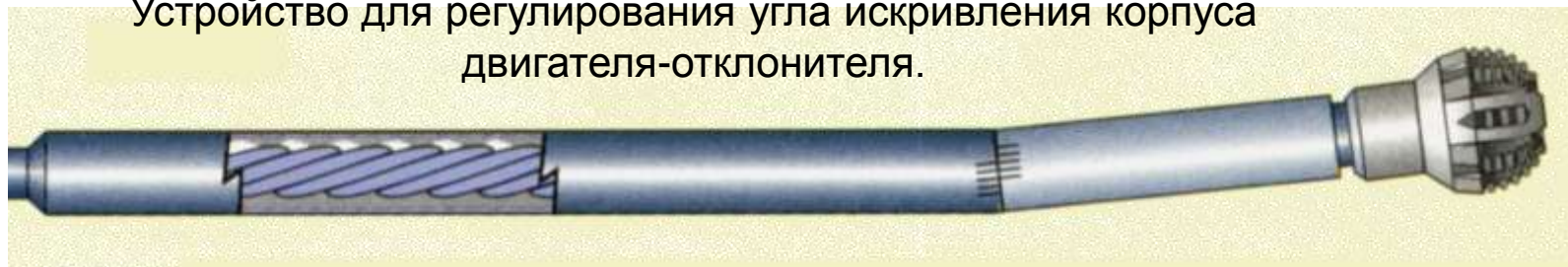
Схема регулирования кривого переводника



- 1- верхняя секция;
- 2- нижняя секция;
- 3- вал.

Винтовой забойный двигатель-отклонитель

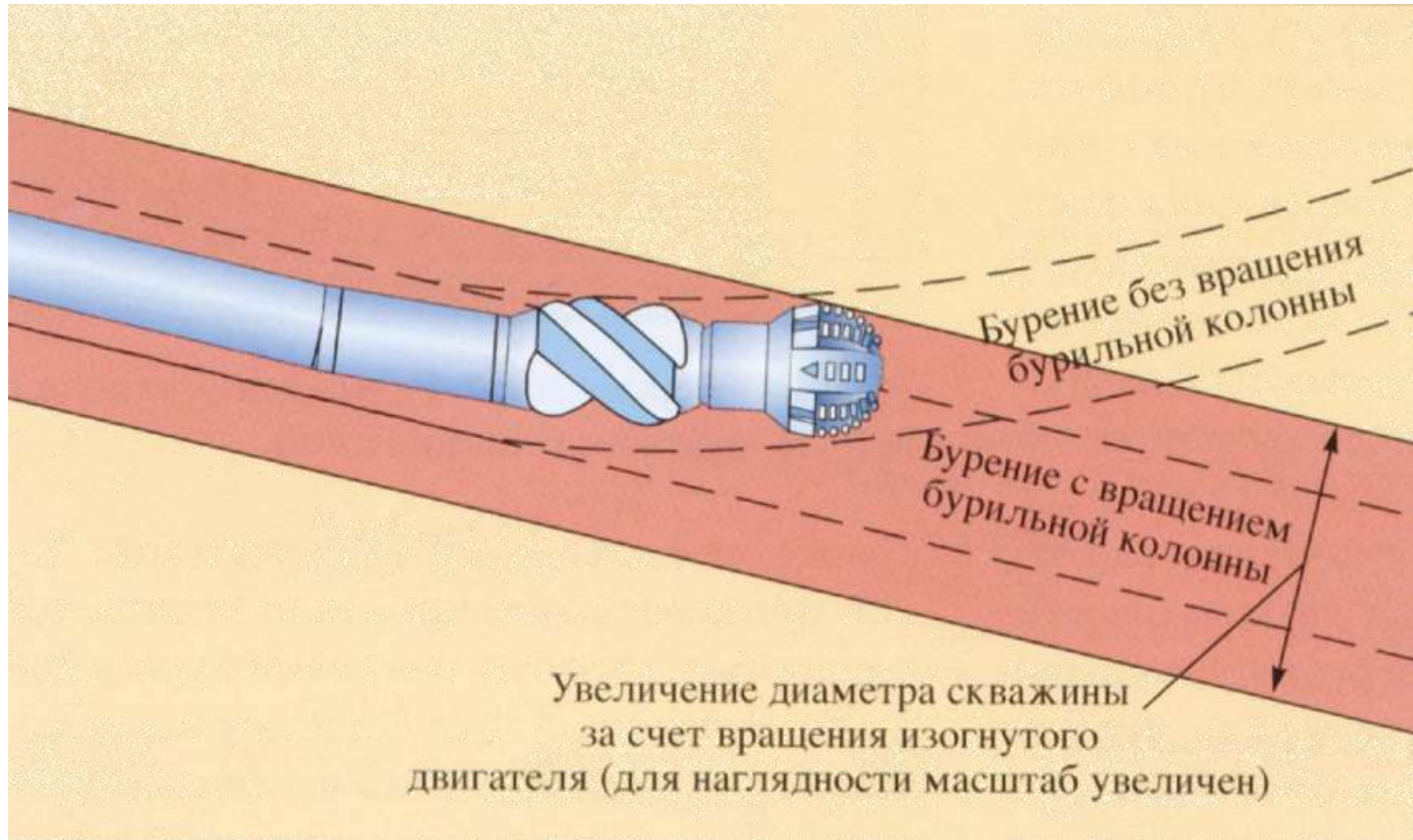
Устройство для регулирования угла искривления корпуса двигателя-отклонителя.





Способы регулирования

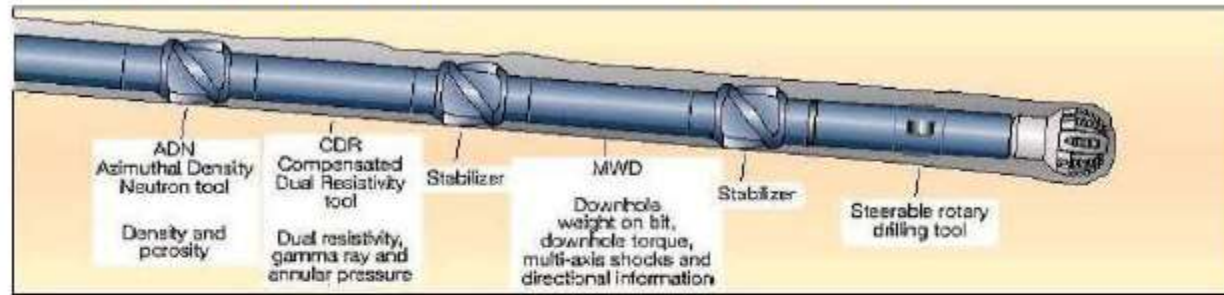
Способ регулирования интенсивности искривления без смены КНБК



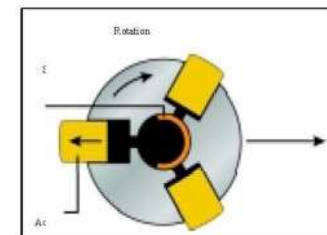
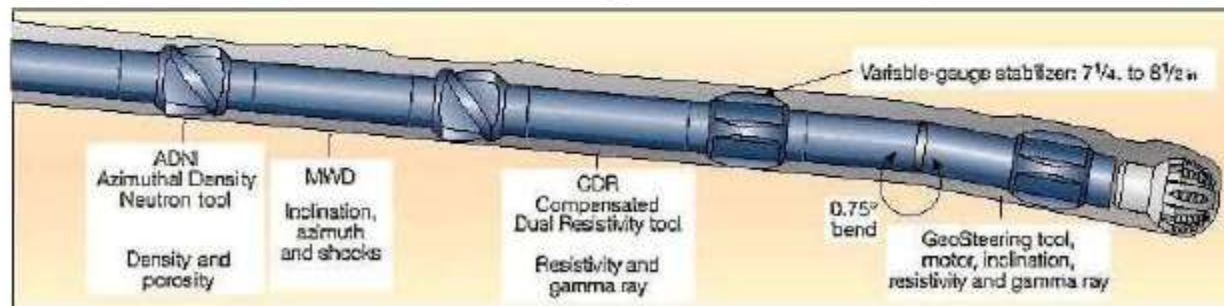


Роторные управляемые системы

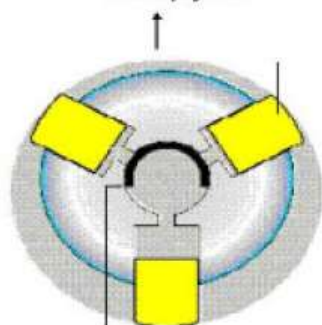
- Push-the-bit (приложение к долоту боковой силы)



- Point-the-bit (смещение оси вращения долота)

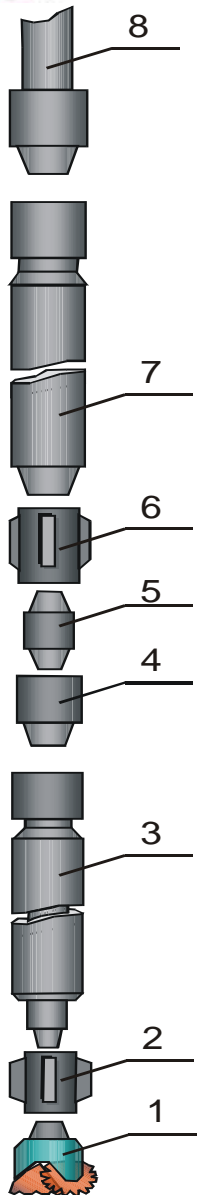


Набор урла





КНБК для вертикальных интервалов скважины



Назначение: бурение под кондуктор диаметром 245 мм вертикального участка ствола и интервала стабилизации зенитного угла и азимута.

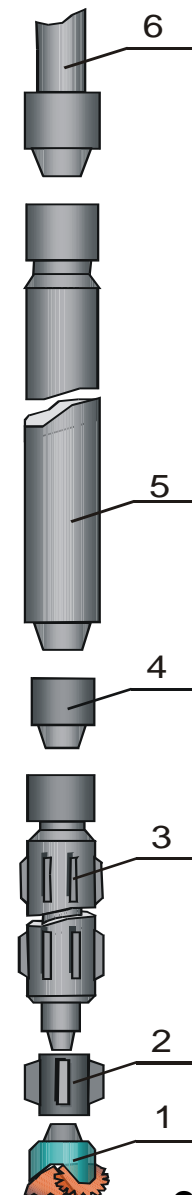
Состав:

1. Долото III 295.3 СГВ (СЗГВ)
2. Калибратор 8 КС 295.3 МС
3. Турбобур Т12 РТ-240
4. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
5. Переводник Н 3-152/3-147
6. Калибратор 8К 290 МС (диаметром 285-290 мм)
7. УБТ-203 (178) - 12 метров
8. ЛБТ-147* 11 - 360 метров

Назначение: бурение под кондуктор диаметром 245 мм вертикального участка ствола и интервала стабилизации зенитного угла и азимута.

Состав:

1. Долото III 295.3 СГВ (СЗГВ)
2. Калибратор 8 КС 295.3 МС
3. Турбобур Т12 РТ-240 с двумя наваренными центраторами диаметром 285 мм по корпусу
4. Переводник 3-147/ 3-171 с обратным клапаном
5. УБТ-203 (178) - 12 метров
6. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.





КНБК для вертикальных интервалов скважины

Назначение: бурение вертикальных участков ствола скважины.

Состав:

1. Долото
2. Калибратор
3. Маховик
4. Забойный двигатель
5. Бурильные трубы

Назначение: бурение вертикальных участков ствола скважины под кондуктор диаметром 426 мм.

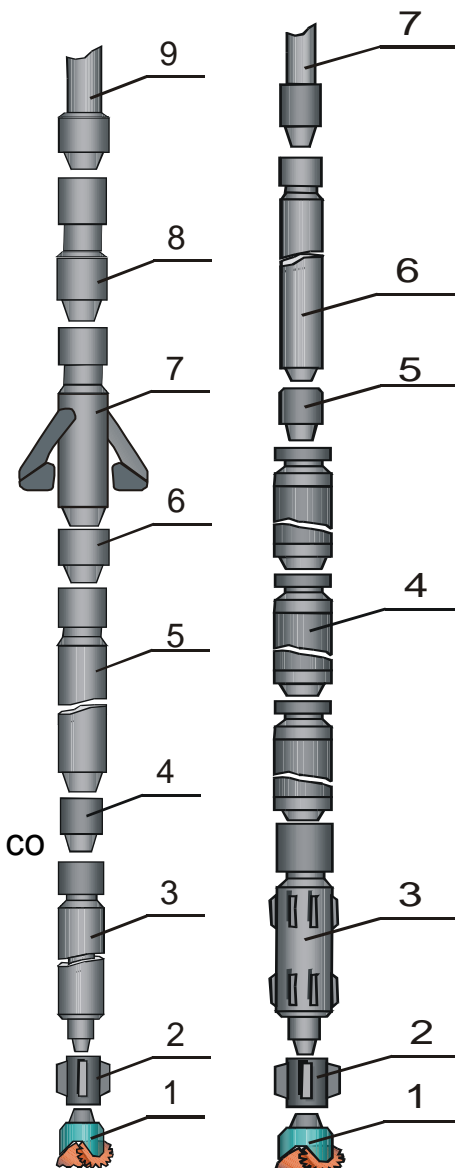
Состав:

1. Долото III 295.3 СГВ (СЗГВ)
2. Калибратор 8 КС 295.3 МС
3. Турбобур Т12 РТ-240
4. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
5. УБТ-203 (178) - 12 метров
6. Переводник 3-152/3-147
7. Расширитель трехшарошечный 295/525
8. УБТ -178-12 м
9. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

Назначение: бурение под эксплуатационную колонну стабилизацией зенитного угла и азимута.

Состав:

1. Долото III 215.9 МЗГВ (СГВ)
2. Калибратор 9 К 215.9 МС
3. Шпindel турбобура 3 ТСШ 1 195 с шестипланочным центратором диаметром 213 мм
4. Турбобур 3 ТСШ 1-195
5. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
6. УБТ-178 - 25 метров
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.





КНБК для наклонных интервалов скважины

Назначение: бурение под кондуктор диаметром 245 мм с искривлением скважины в сторону увеличения зенитного угла с интенсивностью 1-5 град/100 м и уменьшением азимута с интенсивностью 1-5 град/100 м.

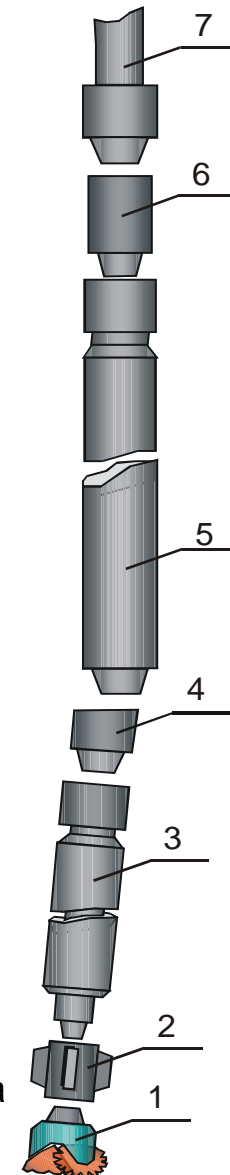
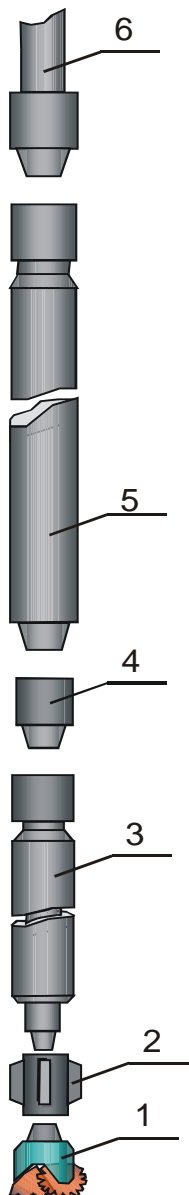
Состав:

1. Долото III 295.3 СГВ (СЗГВ)
2. Калибратор 8 КС 295.3 МС
3. Турбобур Т12 РТ-240
4. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
5. УБТ-203 (178) -12 метров
6. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

Назначение: бурение под кондуктор диаметром 245 мм в интервалах искусственного искривления.

Состав:

1. Долото III 295.3 СГВ (СЗГВ)
2. Калибратор 8 КС 295.3 МС
3. Турбобур Т12 РТ-240
4. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном и перекосом осей 2 градуса
5. УБТ-203 (178) -12 метров
6. Универсальный магнитный переводник
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.





КНБК для наклонных интервалов скважины

Лекция №4

Назначение: бурение под кондуктор диаметром 245 мм в интервалах искусственного искривления.

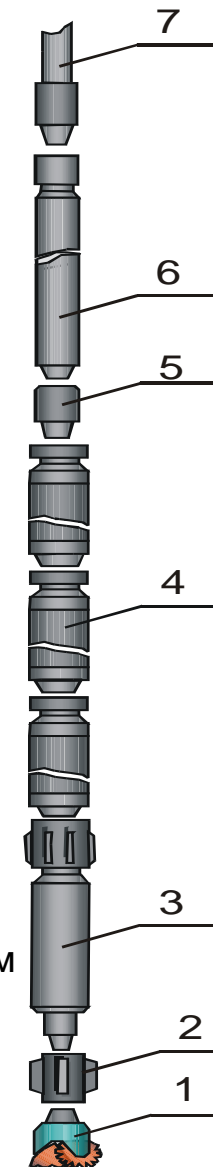
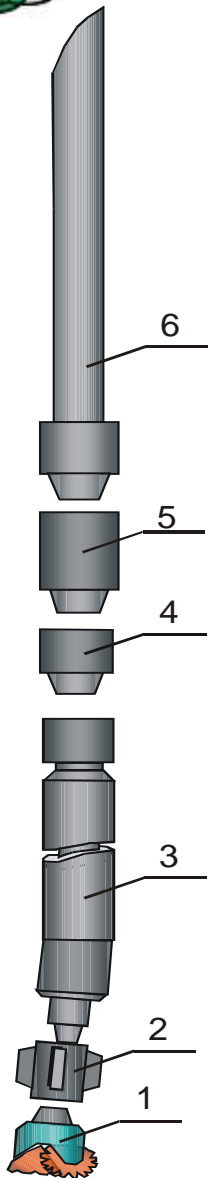
Состав:

1. Долото III 295.3 СГВ (СЗГВ)
2. Калибратор 8 КС 295.3 МС
3. Отклонитель ТО 2-240
4. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
5. Универсальный магнитный переводник
6. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

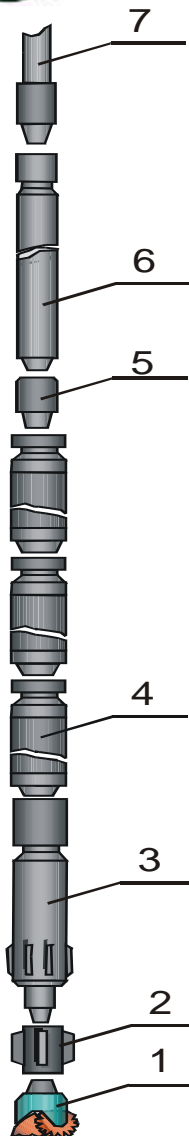
Назначение: бурение под эксплуатационную колонну со стабилизацией зенитного угла и искривлением скважины влево по азимуту с интенсивностью 1-3 град/100 м.

Состав:

1. Долото III 215.9 МЗГВ (СГВ)
2. Калибратор 9 К 215.9 МС
3. Шпindel турбобура 3 ТСШ 1 195 с шестипланочным центратором диаметром 213 мм
4. Турбобур 3 ТСШ 1-195
5. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
6. УБТ-178 - 25 метров
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.



КНБК для наклонных интервалов скважины



Назначение: бурение под эксплуатационную колонну с увеличением зенитного угла скважины с интенсивностью 1-3 град/100м и уменьшением азимута с интенсивностью 1-3 град/100 м.

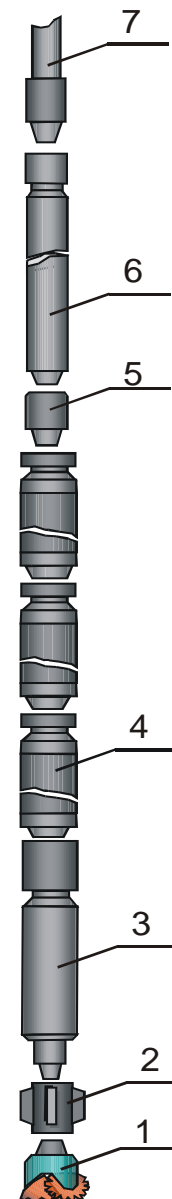
Состав:

1. Долото III 215.9 МЗГВ (СГВ)
2. Калибратор 9 К 215.9 МС
3. Шпindel турбобура 3 ТСШ 1 195 с центрирующей коронкой СТК диаметром 214 мм
4. Турбобур 3 ТСШ 1-195
5. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
6. УБТ-178 - 25 метров
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

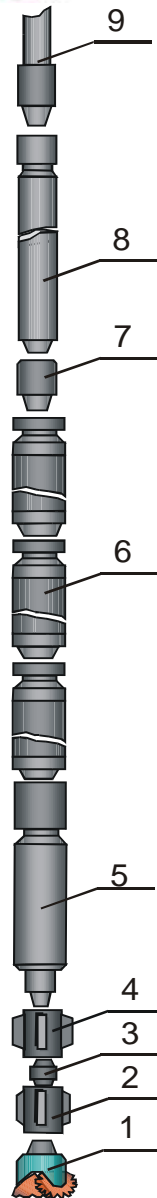
Назначение: бурение под эксплуатационную колонну со снижением зенитного угла с интенсивностью 1-3 град/100 м и уменьшением азимута с интенсивностью 1-3 град/100 м.

Состав:

1. Долото III 215.9 МЗГВ (СГВ)
2. Калибратор 9 К 215.9 МС
3. Шпindel турбобура 3 ТСШ 1 195
4. Турбобур 3 ТСШ 1-195
5. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
6. УБТ-178 - 25 метров
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.



КНБК для наклонных интервалов скважины



Назначение: бурение под эксплуатационную колонну с увеличением зенитного угла с интенсивностью 1-5 град/100 м и уменьшением азимута с интенсивностью 1-3 град/100 м.

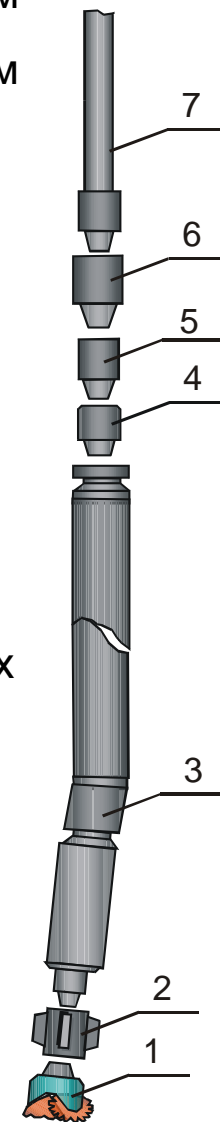
Состав:

1. Долото III 215.9 МЗГВ (СГВ)
2. Калибратор 9 К 215.9 МС
3. Переводник ниппельный 3-117 / 3-117
4. Калибратор 9 К 215.9 МС
5. Шпindel турбобура 3 ТСШ 1-195
6. Турбобур 3 ТСШ 1-195
7. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
8. УБТ-178 - 25 метров
9. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

Назначение: бурение под эксплуатационную колонну в интервалах искусственного искривления при глубинах до 2000 м.

Состав:

1. Долото III 215.9 СГВ
2. Калибратор 9 К 214 МС
3. Отклонитель ТО-2-195
4. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
5. Рабочий переводник 3-147/3-147
6. Магнитный переводник 3-147/3-147
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.



КНБК для наклонных интервалов скважины



Назначение: бурение под эксплуатационную колонну в интервалах искусственного искривления при глубинах до 3000 м.

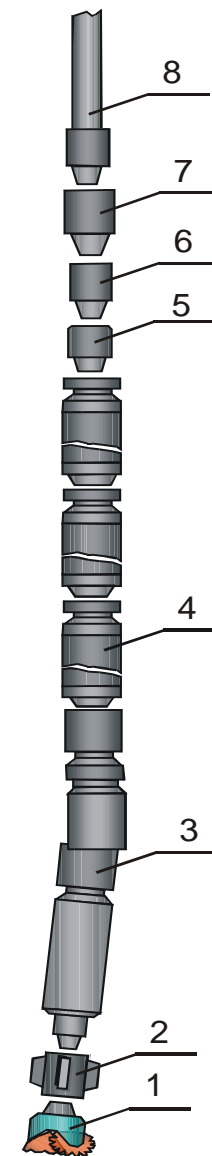
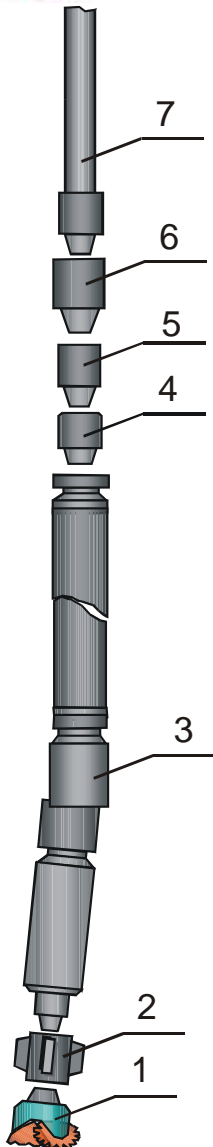
Состав:

1. Долото III 215.9 СГВ
2. Калибратор 9 К 214 МС
3. Отклонитель ДВО-195
4. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
5. Рабочий переводник 3-147/3-147
6. Магнитный переводник 3-147/3-147
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

Назначение: бурение под эксплуатационную колонну в интервалах искусственного искривления при глубинах до 3000 м.

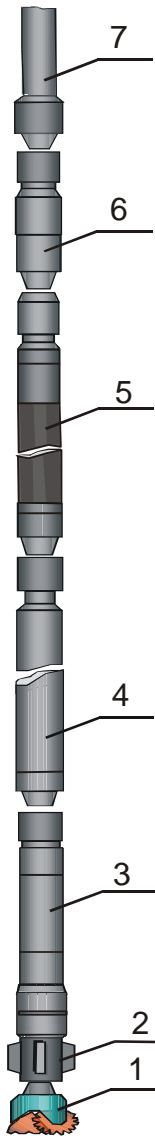
Состав:

1. Долото III 215.9 СГВ
2. Калибратор 9 К 214 МС
3. Шпиндель-отклонитель ШО-195
4. Турбинная секция ЗТСШ-1-195 (2 секции) или турбинная секция А7 ПЗ
5. Переводник 3-147/3-171 с обратным клапаном
6. Рабочий переводник 3-147/3-147
7. Магнитный переводник 3-147/3-147
8. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.





КНБК для горизонтальных интервалов скважины



Назначение: бурение горизонтального ствола в продуктивном пласте со стабилизацией и незначительным уменьшением зенитного угла.

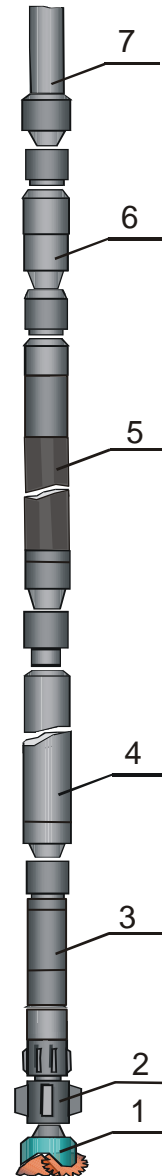
Состав:

1. Долото III 215.9 МСЗ ГНУ (СЗ ГАУ)
2. Калибратор МК 215.9
3. Винтовой забойный двигатель ОШ-172
4. Удлинитель диамагнитный
5. Забойная телеметрическая система ЗИС-4 (СИБ-1)
6. Фильтр-контейнер с обратным клапаном
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

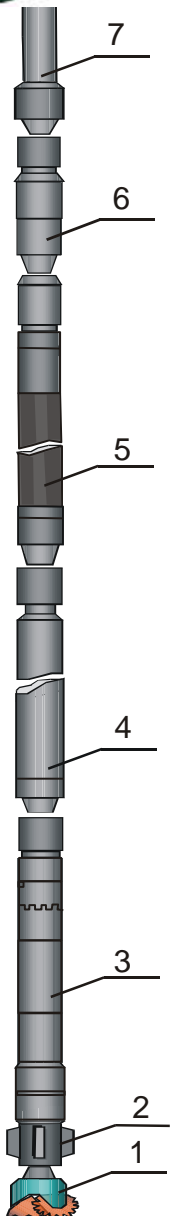
Назначение: бурение горизонтального ствола в продуктивном пласте со стабилизацией и незначительным увеличением зенитного угла.

Состав:

1. Долото III 215.9 МСЗ ГНУ (СЗ ГАУ)
2. Калибратор МК 215.9
3. Винтовой забойный двигатель ОШ-172 (СТК)
4. Удлинитель диамагнитный
5. Забойная телеметрическая система ЗИС-4 (СИБ-1)
6. Фильтр-контейнер с обратным клапаном
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.



КНБК для горизонтальных интервалов скважины



Назначение: бурение в продуктивном пласте с искусственным искривлением с радиусом от 86 м.

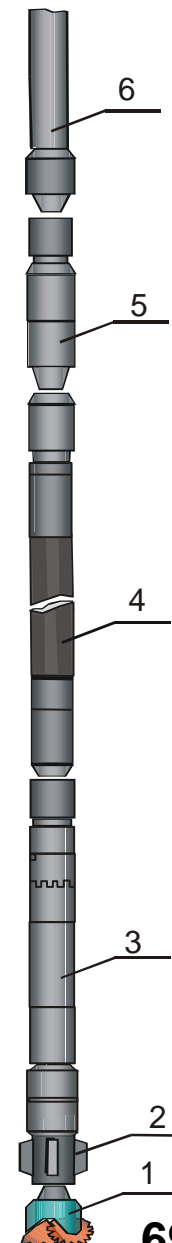
Состав:

1. Долото III 215.9 МСЗ ГНУ (СЗ ГАУ)
2. Калибратор МК 215.9
3. Винтовой забойный двигатель ОШ-172 (с перекосом и МШ-172)
4. Удлинитель диамагнитный
5. Забойная телеметрическая система ЗИС-4 (СИБ-1)
6. Фильтр-контейнер с обратным клапаном
7. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

Назначение: бурение в продуктивном пласте с искусственным искривлением с радиусом от 54 м.

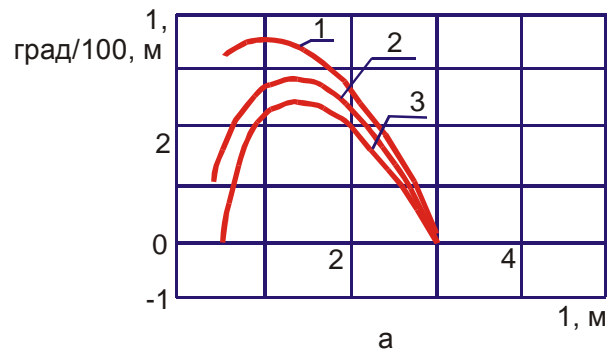
Состав:

1. Долото III 215.9 МСЗ ГНУ (СЗ ГАУ)
2. Калибратор МК 215.9
3. Винтовой забойный двигатель ОШ-172 (с перекосом) и МШ-172
4. Забойная телеметрическая система ЗИС-4 (СИБ-1)
5. Фильтр-контейнер с обратным клапаном
6. ЛБТ-147* 11 - 360 метров.

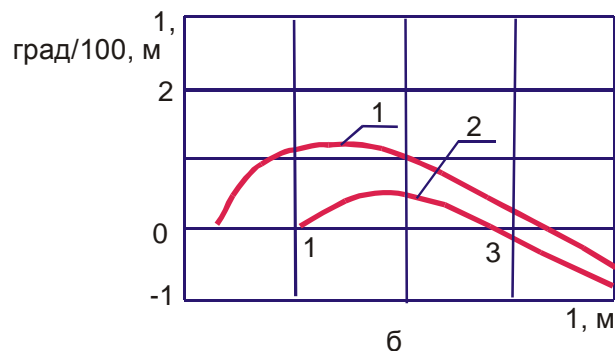




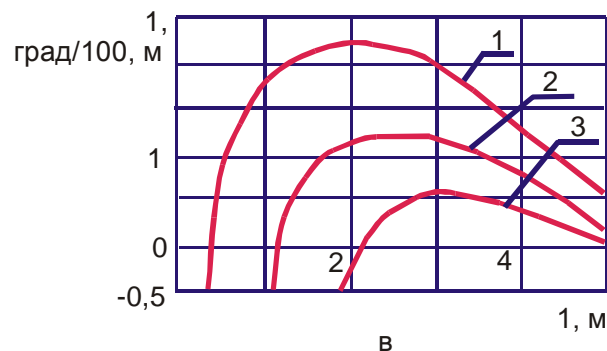
Зависимость интенсивности искривления от места установки центратора



а - турбобур диаметром 172 мм, долото диаметром 215,9 мм, диаметр центратора 1-214 мм, 2-212 мм, 3-210 мм;



б - турбобур диаметром 195 мм, долото диаметром 215,9 мм, диаметр центратора 1-214 мм, 2-212 мм;



в - турбобур диаметром 240 мм, долото диаметром 295,3 мм, диаметр центратора 1-290 мм, 2-285 мм, 3-280 мм.



размеры компоновок с центраторами для управления искривлением наклонных скважин

Диаметр, мм			Стабилизация зенитного угла				Увеличение зенитного угла		Уменьшение зенитного угла	
Долото	калибратора	турбобура	диаметр центратора, мм		расстояние до центратора, мм		диаметр центратора, мм	расстояние до центратора, мм	диаметр центратора, мм	расстояние до центратора, мм
			бурение до 1000м	бурение ниже 1000 м	оптимальное	допустимое				
215,9	215,9	172	210	208	1500	1200	212	1500	210-212	9000
215,9	215,9	195	214	214	2000	1800	214	1500	210-212	12000
295,3	295,3	240	280	280	3500	3000	290	2000	270-280	16000

Примечание: Принятое расстояние до центратора измеряется от торца долота до конца центратора, включая его длину.



Тема №1.7

Бурение горизонтальных скважин.



Определение

Горизонтальными называются такие скважины, которые вскрывают продуктивный пласт на интервале не менее, чем вдвое превышающем толщину пласта.





Преимущества горизонтальных скважин

Общие преимущества горизонтальных скважин

- **Снижение** общего количества скважин.
- **Повышение** степени извлечения углеводородов за счет более интенсивного перетока флюидов и оптимальной системы разработки месторождения.
- **Повышение** дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования.
- **Снижение** удельных капитальных вложений на тонну добываемой нефти.



Преимущества горизонтальных скважин

Преимущества горизонтальных скважин на поздних стадиях разработки месторождения

- **Восстановление**, а в ряде случаев и повышение продуктивности месторождений.
- **Снижение** обводненности нефти.
- **Повышение** степени активного воздействия на пласт с целью интенсификации притока флюида.
- **Повышение** эффективности нагнетательных скважин, буримых для поддержания пластового давления.



Преимущества горизонтальных скважин

Преимущества горизонтальных скважин за счет сокращения затрат на природоохранные мероприятия

Экономия средств происходит в результате уменьшения:

- отчуждения земель;
- загрязнения поверхностных и подземных вод нефтепродуктами и химреагентами;
- объема сооружаемых инженерных коммуникаций;
- объема отходов;
- воздействия на окружающую среду при кислотных обработках, гидроразрывах пласта, термическом воздействии.

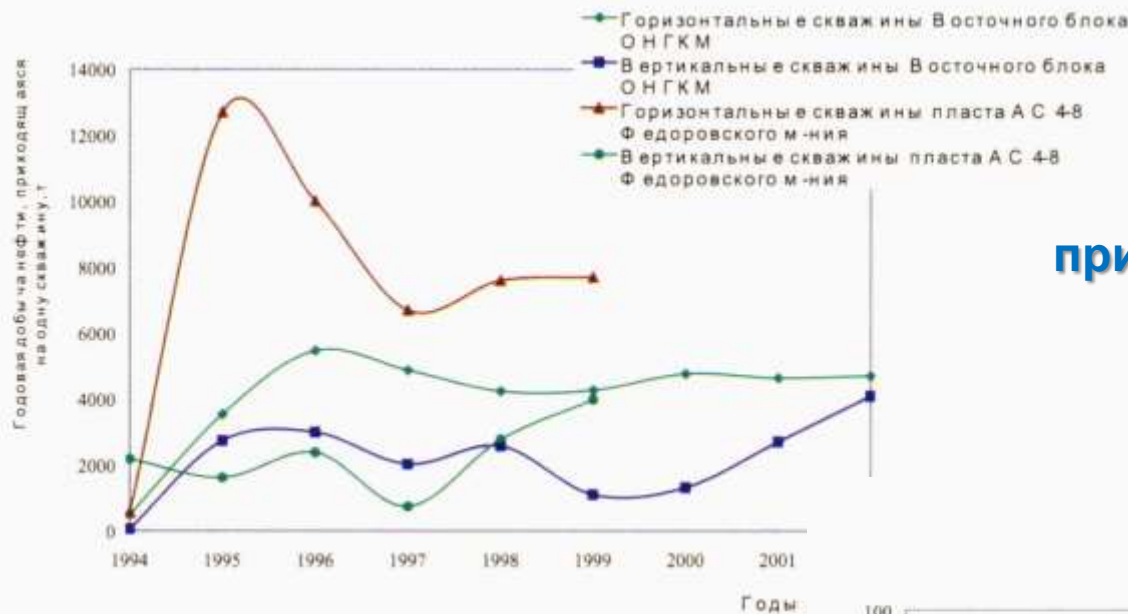


Недостатки горизонтальных скважин

- **Увеличение объема метража** бурения по отдельной скважине.
- **Повышение себестоимости** метра скважины.
- **Эффективность (дебит)** горизонтального ствола **меньше**, чем **вертикального такой же длины**.
- В процессе эксплуатации **дебит горизонтальной скважины снижается более интенсивно**, чем **вертикальной**, однако накопленная добыча повышается.

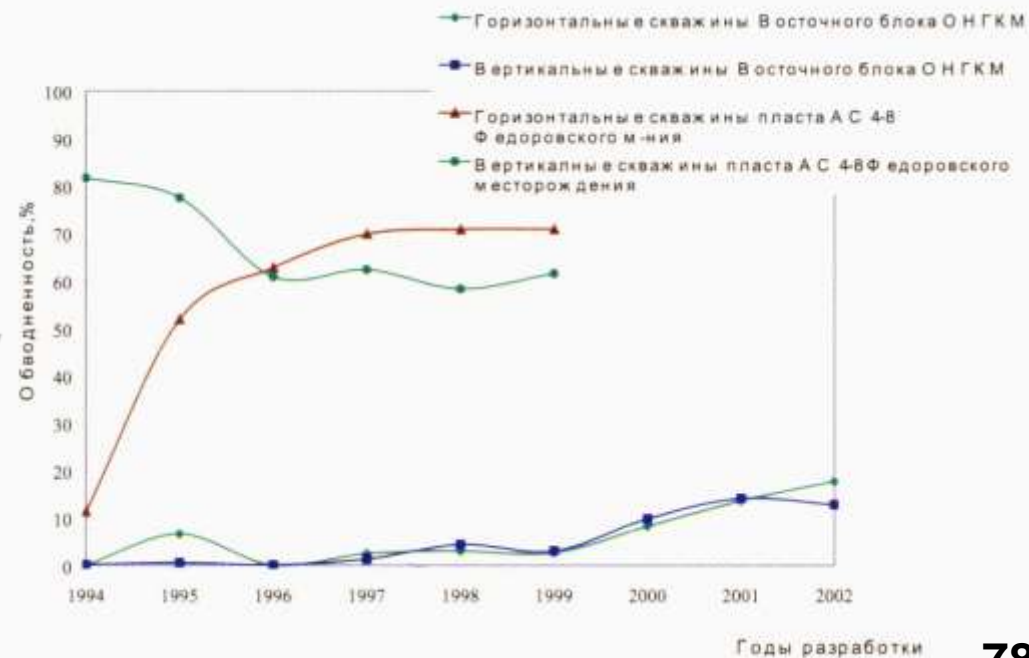


Статистика по горизонтальным скважинам



Годовая добыча нефти, приходящаяся на одну скважину по годам разработки

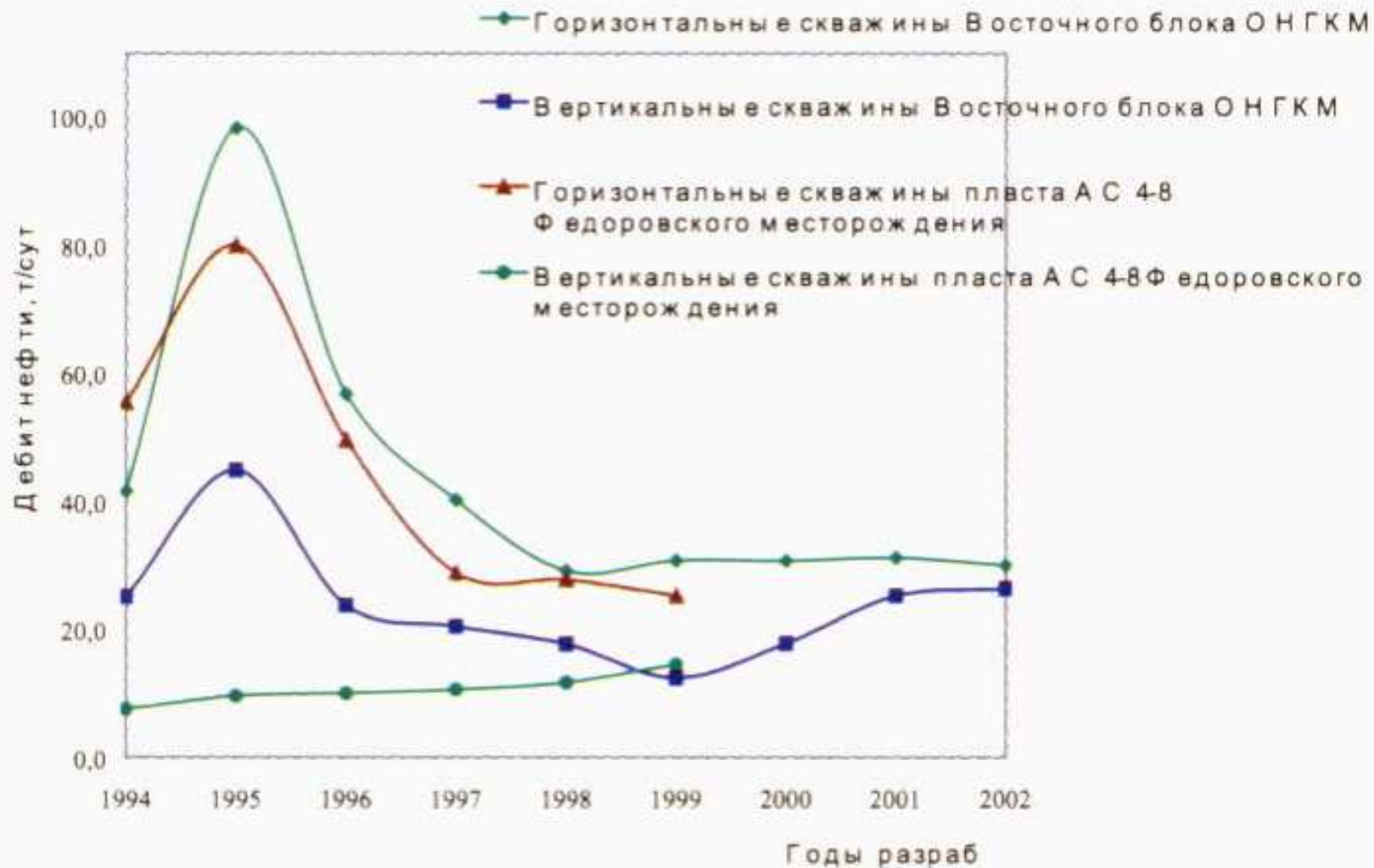
Обводненность нефти, приходящаяся на одну скважину по годам разработки





Статистика по горизонтальным скважинам

Лекция №4



Изменение дебита нефти по годам разработки



Классификация профилей

с большим радиусом кривизны
($i=0,6-2$ град/10 м)

со средним радиусом кривизны
($i=2-10$ град/10 м)

с малым радиусом кривизны
($i=5-10$ град/м)

со сверхмалым радиусом кривизны



Характеристики профилей

Скважины с большим радиусом кривизны

Преимущества:

- возможность использования обычного оборудования и инструмента (забойные двигатели, УБТ, бурильные трубы);
- отсутствие резких перегибов ствола;
- большие отходы;
- минимальные ограничения на длину горизонтального участка ствола;
- возможно использование всех вариантов заканчивания.

Недостатки:

- большая длина интервалов искусственного искривления;
- увеличение общей глубины скважины;
- возможны осложнения в связи с большой протяженностью открытого наклонного ствола.



Характеристики профилей

Скважины со средним радиусом кривизны

Преимущества:

- уменьшенная длина интервала бурения с отклонителем;
- зоны возможных осложнений могут быть разбурены вертикальным стволом и обсажены;
- точка забуривания наклонного ствола расположена ближе к кровле продуктивного горизонта, что повышает точность попадания в круг допуска.

Недостатки:

- требуется специальный инструмент для искривления скважины со значительной интенсивностью;
- большие напряжения изгиба в колонне труб;
- некоторые ограничения на длину горизонтального ствола.



Характеристики профилей

Скважины с малым радиусом кривизны

Преимущества:

- точка забуривания наклонного ствола находится непосредственно в продуктивном горизонте, поэтому горизонтальный ствол может быть пробурен на строго заданном расстоянии от кровли (подошвы) пласта.

Недостатки:

- длина горизонтального ствола существенно ограничивается;
- низка механическая скорость бурения;
- необходим специальный инструмент (забойные двигатели, бурильные трубы);
- возникают проблемы с исследованием и заканчиваем скважин, а также с капитальным ремонтом.

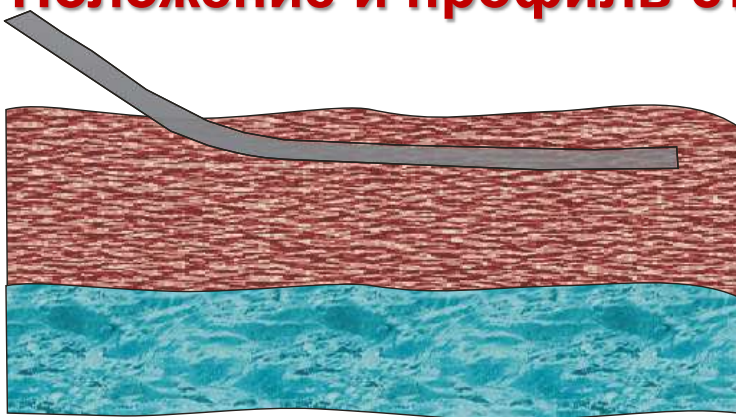


Критерии выбора профиля скважины

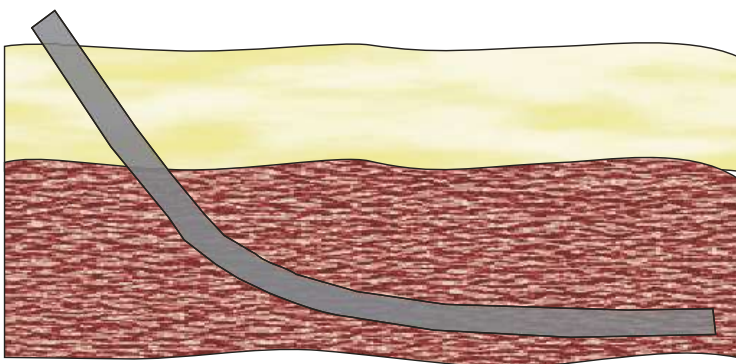
- **Глубина залегания** продуктивного горизонта его характеристика.
- **Минимальная** необходимая глубина вертикального участка.
- Требуемый **отход** (смещение).
- **Конструкция** скважины (диаметр ствола, глубина спуска обсадных колонн).
- **Длина** горизонтального участка.
- **Возможности** применяемой техники и технологии бурения (отклонители, КНБК, методы исследования скважин).
- Способ **заканчивания**.



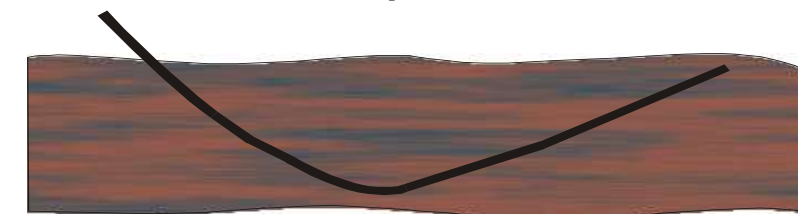
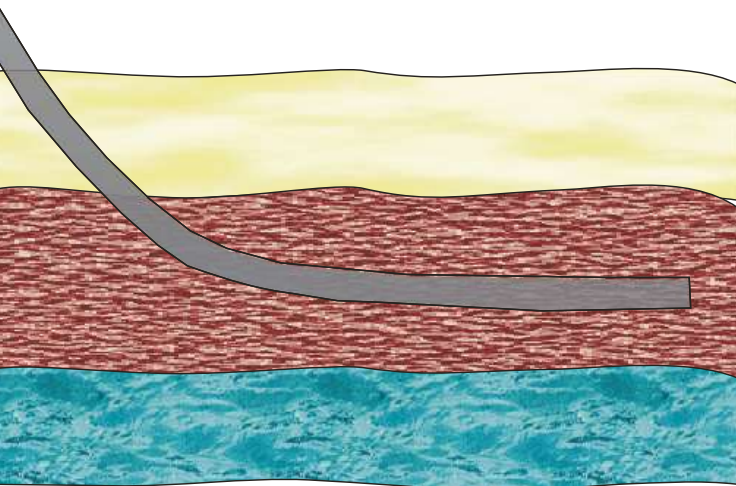
Положение и профиль ствола в продуктивном пласте



маломощные пласты с трещиноватым коллектором



однородные пласты большой мощности



пласты с АНПД и с высоковязкими нефтями



неоднородные пласты значительной мощности



Дополнительные требования к буровым растворам

- **Минимальное** воздействие на продуктивный пласт в связи с тем, что время контакта раствора с коллектором многократно возрастает.
- **Повышенные** смазочных свойства для снижения сил сопротивления движению колонны бурильных труб.
- **Повышенная** способность к выносу шлама.
- Обеспечение **устойчивости** стенок скважины, так как напряжения в висячей стенке скважины больше, чем в вертикальном стволе.

Признаки плохой очистки скважины

- **Малый** объем удаляемого из раствора шлама.
- **Увеличение** нагрузки на крюке при подъеме инструмента.
- **Возрастание** давления бурового раствора на стояке.
- **Образование сальников** на колонне бурильных труб.



Поведение шлама в наклонной скважине при останове циркуляции раствора

При зенитных углах $< 30^\circ$ шлам оседает на забое скважины.

При зенитных углах от 30° до 60° шлам оседает на лежащей стенке скважины и по мере накопления лавинообразно скатывается вниз, образуя шламовые пробки. В результате возможны прихваты инструмента.

При зенитных углах $> 60^\circ$ образуется устойчивая шламовая подушка на лежащей стенке скважины.

Мероприятия по полному удалению шлама из скважины

- **Увеличение расхода бурового раствора** (до трехкратного).
- В процессе бурения **периодическое расхаживание** и **вращение** (если это возможно) инструмента ротором.
- Перед наращиванием и подъемом инструмента **промывка скважины с расхаживанием и вращением инструмента**. Время промывки в 1,5-2,5 раза больше, чем для вертикальных скважин такой же глубины и диаметра.
- **Промежуточные промывки** при спуско-подъемных операциях (через 100-500 м).
- **Порционная промывка** (высоковязкий раствор -обычный раствор).
- **Обратная промывка.**



Причины снижения проницаемости продуктивного горизонта

- **Закупорка** пор твердой фазой раствора.
- **Диспергирование** глин, находящихся в пласте, при взаимодействии с фильтром раствора.
- **Образование** осадков и эмульсий при взаимодействии раствора и пластового флюида.
- **Увеличение** вязкости флюида под действием полимеров.

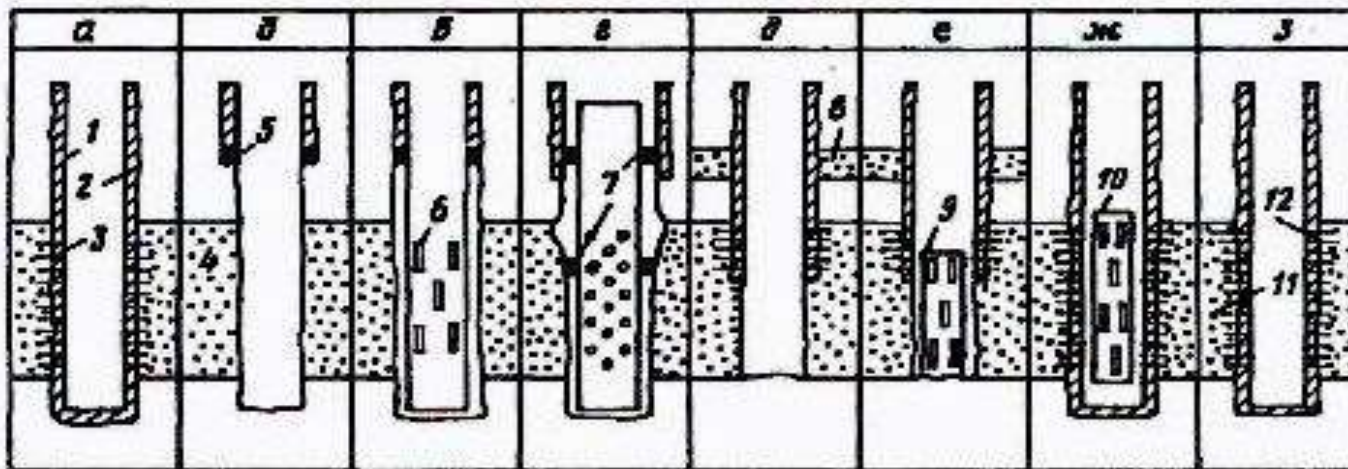
Способы заканчивания скважин

- Открытым стволом.
- Спуском перфорированного хвостовика.
- Спуском эксплуатационной колоны с последующим цементированием и перфорацией.
- Спуском перфорированного хвостовика с последующей гравийной набивкой.



Факторы, влияющие на выбор способа заканчивания

- Тип коллектора.
- Устойчивость ствола.
- Необходимость изоляции зон нежелательного притока (вода, газ).
- Вынос песка. В горизонтальном стволе вынос песка существенно больше, чем в вертикальном.
- Вид последующих работ с целью интенсификации притока флюида и капитального ремонта.





Общие рекомендации по выбору способа заканчивания

Заканчивание открытым стволом рационально при небольшой длине горизонтального участка, что имеет место при малых радиусах искривления, в устойчивых породах, когда вынос песка незначителен, а наличие зон водо- и газопоступления маловероятно.

Заканчивание с использованием перфорированного хвостовика рационально в скважинах со средним радиусом кривизны, но может быть использовано и в других случаях, когда породы относительно устойчивы, но возможен значительный вынос песка, а продуктивный горизонт более менее однороден.

Заканчивание цементированием обсадной колонны рационально в неустойчивых породах со сложным строением пласта, однако, вынос песка при этом должен быть невелик, скважина пробурена по профилю с большим или средним радиусом искривления с большой длиной горизонтального ствола.



Преимущества и недостатки способов заканчивания **Заканчивание открытым стволом**

Преимущества:

- существенная экономия затрат средств и времени.

Недостатки:

- возможно обрушение ствола;
- вынос песка;
- трудности при определении зон поступления флюида в скважину при проведении работ с целью интенсификации притока, или для изоляции водогазоносных зон.

Заканчивание спуском перфорированного хвостовика

Преимущества:

- сравнительная простота и дешевизна;
- закрепление ствола от обрушения;
- существенное снижение выноса песка в скважину.

Недостатки:

- затруднена изоляция нежелательных зон притока горизонтального ствола;
- проблемы с обработкой ствола с целью интенсификации притока нефти.



Преимущества и недостатки способов заканчивания **Заканчивание спуском обсадной колонны с цементированием**

Преимущества:

- полное исключение обрушения ствола;
- возможность обработки выборочных зон для интенсификации притока;
- обеспечивается управление газо- и водонефтяным контактами;
- возможна изоляция зон нежелательного притока, как на начальной стадии, так и при последующей эксплуатации.

Недостатки:

- дороговизна;
- возможен вынос песка.

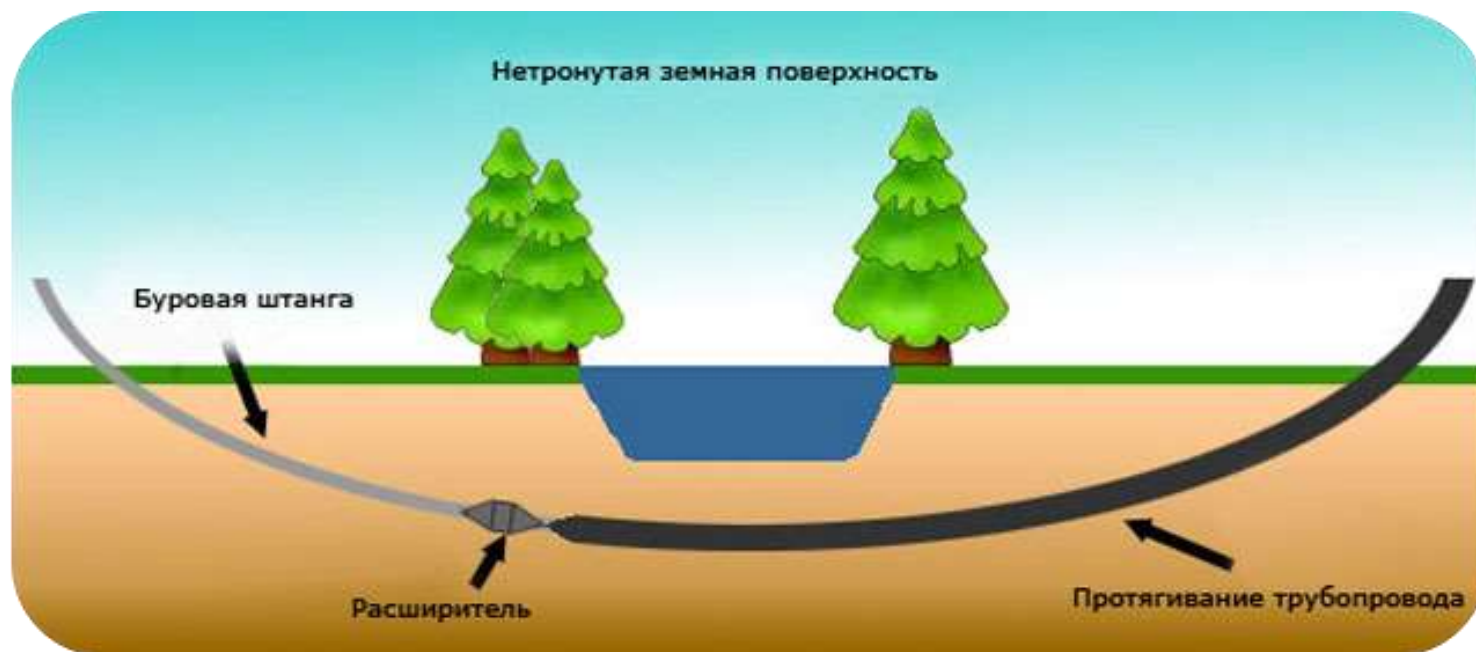
Способы вторичного вскрытия продуктивного горизонта в горизонтальном стволе

- Пулевая или кумулятивная перфорация путем спуска перфоратора на НКТ.
- Пескоструйная перфорация.
- Растворение магниевых заглушек перфорированного хвостовика при кислотной обработке.
- Механическое разрушение разбуриванием алюминиевых заглушек перфорированного хвостовика.
- Гидромеханическая перфорация.



Другие области применения горизонтального бурения

- Строительство подземных газохранилищ.
- Дегазация угольных пластов.
- Бурение скважин с целью водопонижения перед разработкой месторождений полезных ископаемых.
- Бурение скважин для сброса загрязненных вод.
- Подземная газификация углей.





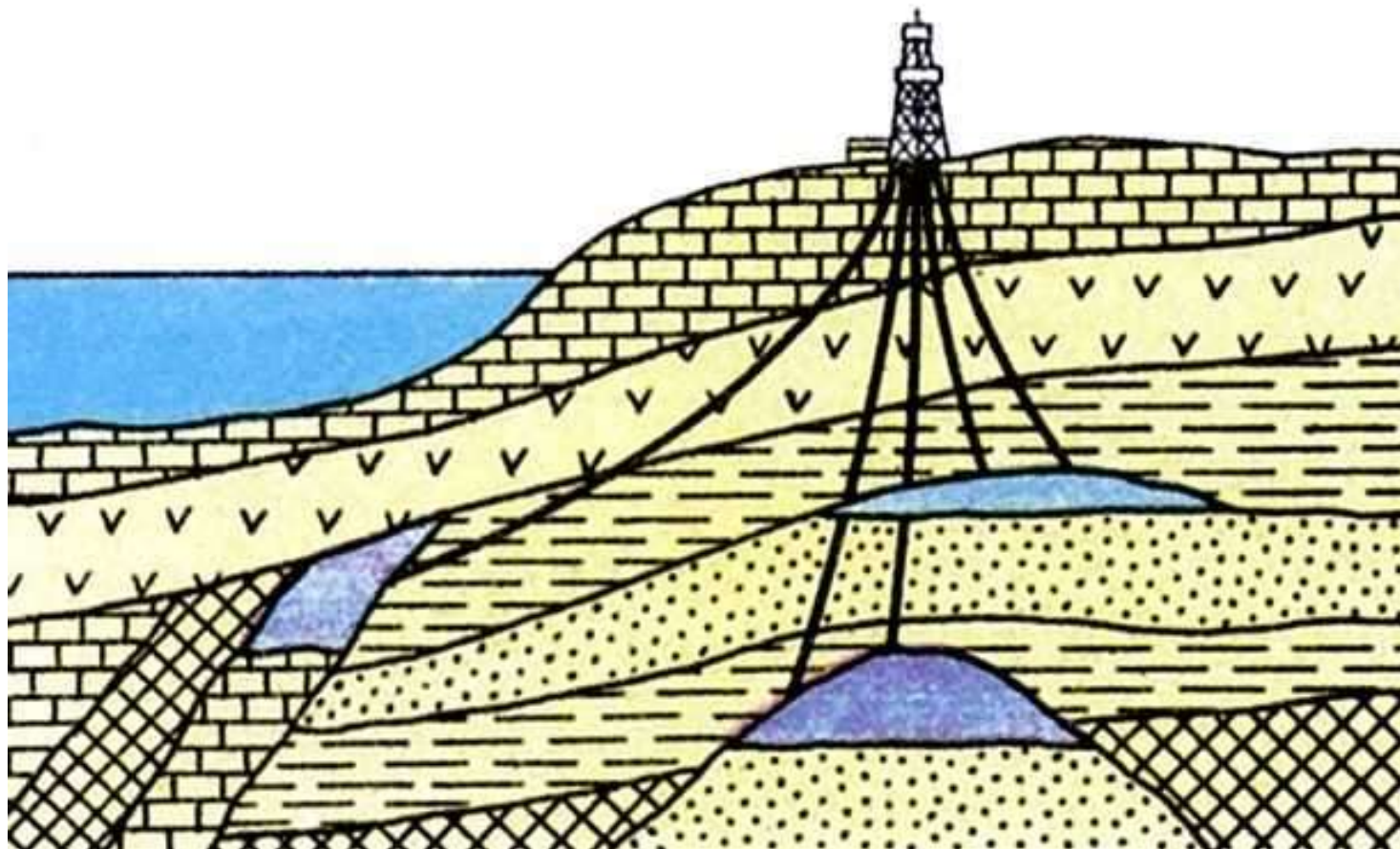
Тема №1.8

Бурение скважин с кустовых оснований.



Определение

Кустовым бурением называется такой способ, при котором устья скважин находятся на общей площадке сравнительно небольших размеров, а забои в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения.





Преимущества кустового бурения

1. **Сокращение** затрат средств и времени на обустройство площадок под буровые установки, подъездных путей и других коммуникаций.
2. **Уменьшение** затрат времени на вышкостроение.
3. **Сокращение** затрат на эксплуатационное обслуживание и ремонт скважин.
4. **Сокращение** затрат на природоохранные мероприятия.

Преимущества кустового бурения

1. **Дополнительные затраты** средств и времени на искусственное искривления скважин.
2. **Увеличение** объемов бурения.



Общие требования при проектировании и проводке скважин

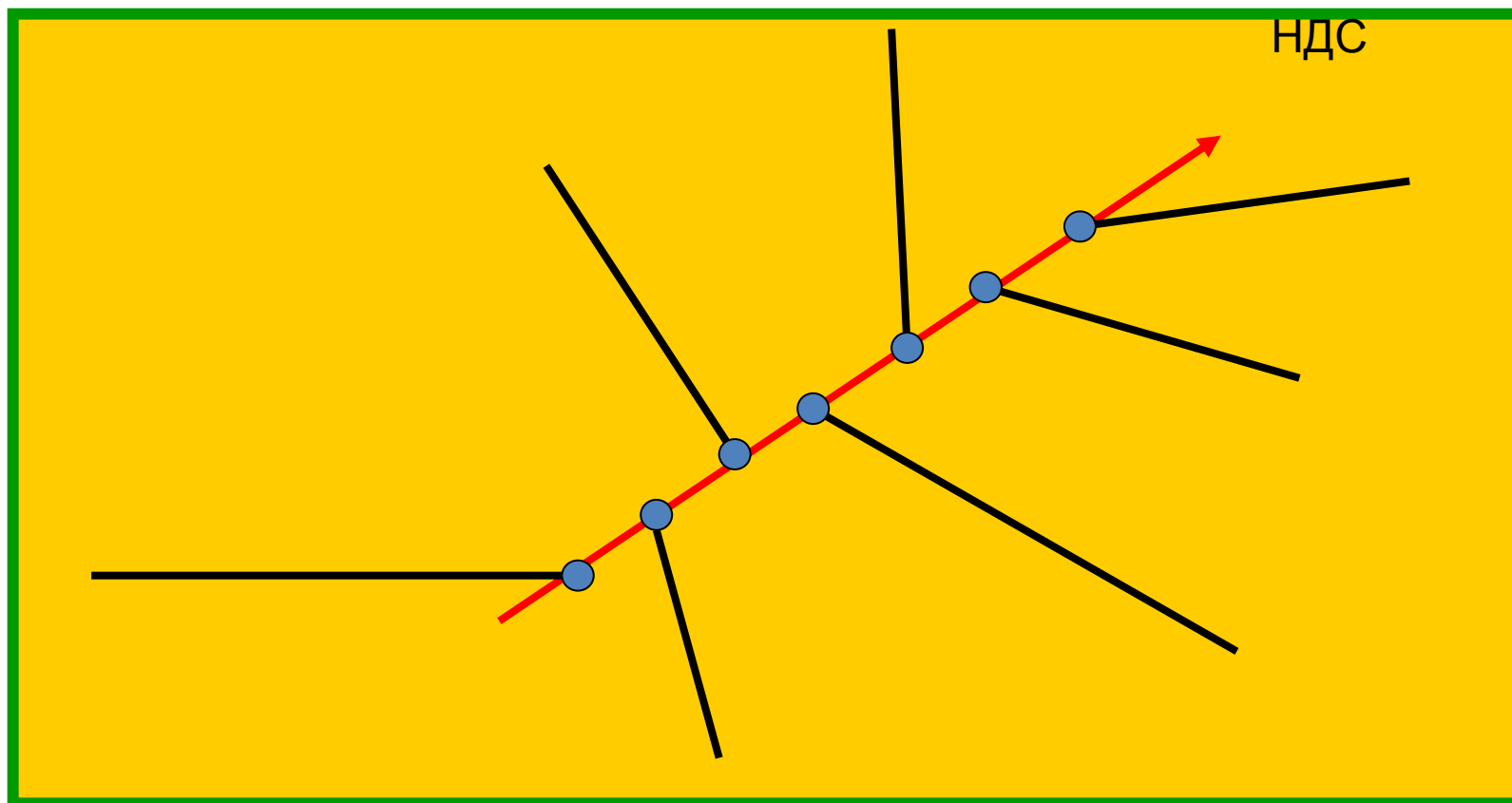
1. При бурении скважин одного куста должны применяться отклонители с одинаковой интенсивностью искривления, но не более **1,5 град/10 м**.
2. Интенсивность искривления ствола в интервале установки насосного оборудования для эксплуатации скважины не должна превышать **3 град/100 м**.
3. Глубина зарезки наклонного ствола должна быть не менее **100 м**.
4. Горизонтальные проекции ствола в интервале бурения под кондуктор наносятся **на план куста в масштабе 1:200**.



Особенности проектирования скважин при кустовом бурении

Оптимальное направление движения станка

Оптимальным считается такое НДС, при котором направления на проектные забои скважин близится к **перпендикулярным по отношению к НДС.**

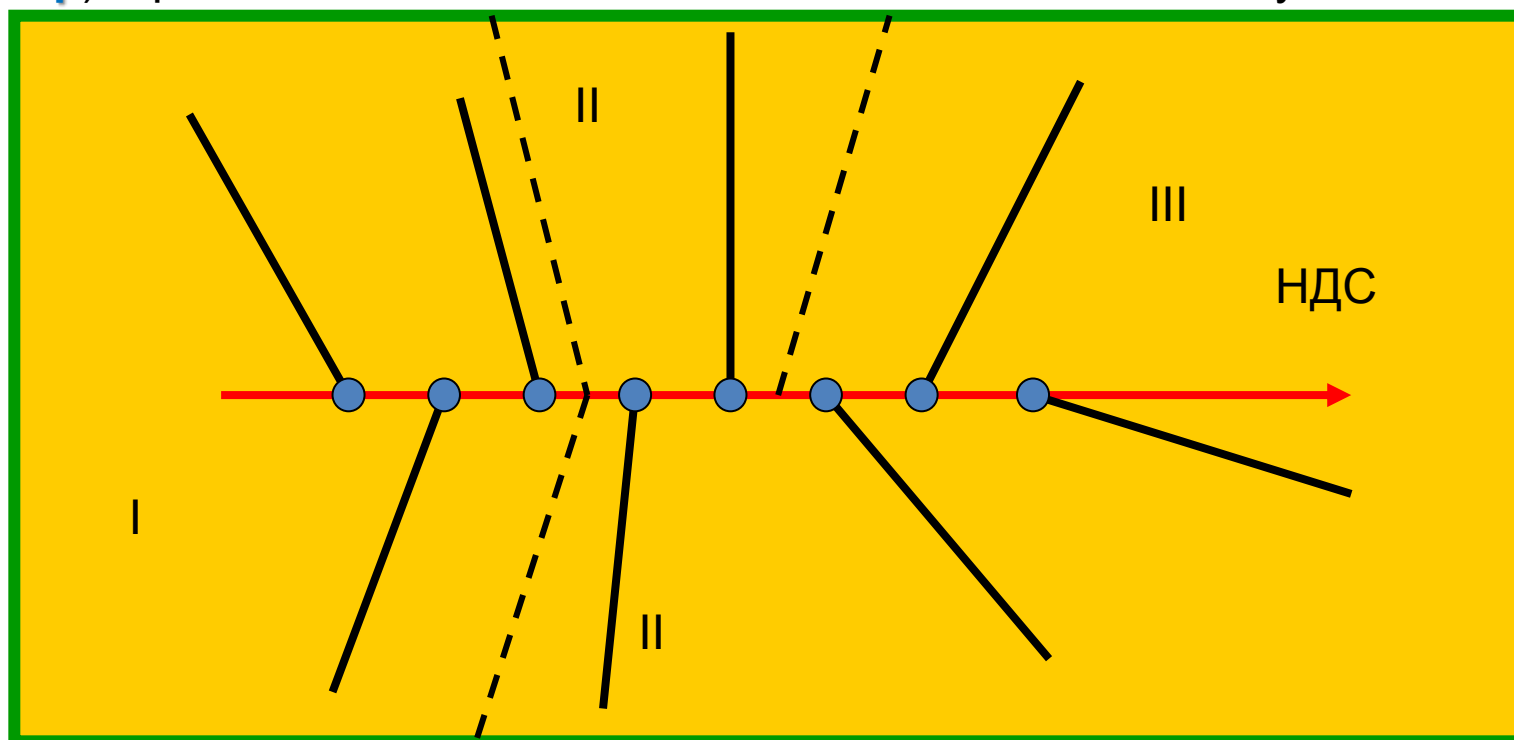




Особенности проектирования скважин при кустовом бурении

Очередность бурения скважин

Очередность бурения скважин принимается следующей: в **первую очередь** бурятся скважины, для которых угол, измеренный от НДС до проектного направления на забои по часовой стрелке, составляет **120-240° (I сектор)**, причем сначала бурятся скважины с большими зенитными углами; **во вторую очередь** бурятся скважины, для которых этот угол составляет **60-120° (II сектор)**, и вертикальные скважины; в **последнюю очередь** бурятся скважины, для которых указанный угол ограничен секторами **0-60°** и **300-360° (III сектор)**, причем сначала скважины с меньшими зенитными углами.

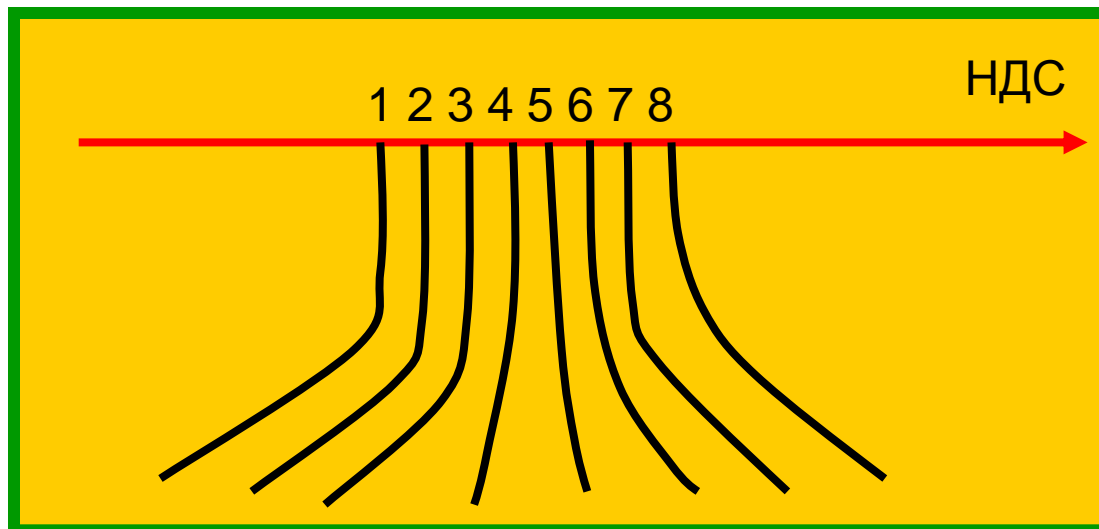




Особенности проектирования скважин при кустовом бурении

Глубина зарезки наклонного ствола

Глубина зарезки наклонного ствола при бурении скважин **I** и **II секторов** для первой скважины принимается минимальной, а для последующих увеличивается. Во **II секторе** допускается для последующих скважин глубину зарезки наклонного ствола уменьшать только в том случае, если разность в азимутах забуривания соседних скважин составляет 90° и более. Для скважин **III сектора** глубина зарезки наклонного ствола для очередной скважины принимается меньшей, чем для предыдущей. Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола для двух соседних скважин должно быть не менее 30 м, если разность в проектных азимутах стволов составляет менее 10° , 20 м, если разность азимутов $10-20^\circ$; и не менее 10 м во всех остальных случаях.





Число скважин в кусте определяется с точки зрения:

- **Пожарной безопасности.**
- **Технических возможностей проходки скважин.**
- **Экономической целесообразности.**

1. В целях **пожарной безопасности** нормативно установлено, что суммарный дебит скважин в кусте не должен превышать **4000 т/сут** при газовом факторе не более **200 м³/м³**.

2. С **технической точки** зрения максимальное число скважин в кусте n_{\max} определяется из выражения

$$n_{\max} = \frac{\pi \cdot a_{np}^2}{t} \quad t = b \cdot h$$

где a_{np} - максимальное нормативно установленное, либо предельно возможное отклонение скважины от вертикали для используемой технологии направленного бурения; t - плотность геометрической сетки разработки месторождения; b - расстояние по горизонтали между рядами сетки; h - расстояние по горизонтали между скважинами в ряду.



С *экономической* точки зрения при кустовом бурении:

- **сокращаются затраты** средств на сооружение оснований под буровую, монтажно-демонтажные работы, строительство подъездных путей, ЛЭП, нефтепроводов и т. д.;
- **возрастают затраты** на бурение скважин в связи с необходимостью их искусственного искривления;
- **увеличивается длина** скважин по стволу.

При **оптимальном числе скважин** в кусте **стоимость** каждой из них **будет минимальной**.

Методика расчета

1. Для конкретных условий определяется себестоимость **C** строительства основания под одну скважину куста.

Для Нефтеюганского УБР, например, она имеет вид: $C = 0,2C_o \left(1 + \frac{4}{n}\right)$,

где **C_o** - затраты средств на строительство оснований для одиночной скважины; **n** - число скважин в кусте.

2. Определяется зависимость возрастания себестоимости метра скважины δ в связи с дополнительными затратами на искусственное искривление.

Для большинства месторождений Среднего Приобья эта зависимость имеет вид: $\delta = 0,4\delta_o (1 + 1,5k)$,

где δ_o - себестоимость метра вертикальной скважины; **k**-коэффициент, равный отношению производительности бурения наклонных и вертикальных скважин.

Этот коэффициент определяется по фактическим данным и колеблется в пределах от 1 до 2 в зависимости от числа скважин в кусте.



Методика расчета

3. Для конкретных условий определяется зависимость увеличения объема бурения от числа скважин в кусте.

Для Самотлора эта зависимость выглядит следующим образом: $h = 13,5n + 2000$,

где h -длина ствола наклонной скважины.

Себестоимость A одной скважины в кусте равна

$$A = c + \delta h \quad \text{или}$$

$$A = 0,2c_o \left(1 + \frac{4}{n} \right) + 4\delta_o (1 + 1,5\kappa)(13,5n + 2000).$$

Себестоимость одной скважины будет **минимальной** при равенстве первой производной функции стоимости нулю, т.е.:

$$\frac{dA}{dn} = \frac{0,8C_o}{n^2} + 5,4\delta_o(1 + 1,5\kappa) = 0.$$

Отсюда оптимальное число скважин в кусте n_{opt} определяется из выражения:

$$n_{opt} = \sqrt{\frac{0,8C_o}{5,4\delta_o(1 + 1,5\kappa)}}.$$



Специальные буровые установки

БУ 2500 ЭУК

БУ 3000 ЭУК

БУ 3000 ЭУК - 1

БУ 3200 /200 ЭУК - 2МЯ

БУ 3200 /200 ЭУК - 2М2

БУ 3200 /200 ЭК - БМ

БУ 3900 /225 ЭК - БМ

БУ 4000 /250 ЭК - БМ

БУ 4500 /270 ЭК - БМ

БУ 5000 /320 ЭУК - Я





Тема №1.9

Другие технологии направленного бурения. Бурение дополнительных стволов.



- **бездействующие скважины** в результате сложной аварии с подземным оборудованием;
- **скважины с дефектами в эксплуатационной колонне** (слом, смятие или смещение), не поддающимися исправлению;
- **выбывшие из эксплуатации** вследствие нарушения призабойной зоны, восстановить которую неизвестным способом невозможно;
- **скважины**, в которых при опробовании произошли **прорывы высоконапорных подошвенных вод**, неподдающихся изоляции;
- расположение на участках, где по условиям, состоянию разработки пласта и **экологическим соображениям** бурить новые скважины **нецелесообразно**.

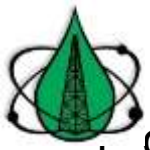


Проблемы при забурировании боковых стволов

- **большая** глубина зарезки второго ствола;
- **малый** диаметр ствола, поэтому все оборудование и инструмент имеют существенные ограничения в поперечных размерах;
- **большая** интенсивность искривления дополнительного ствола;
- ориентирование отклонителей производится в обсадной колонне, поэтому **обычные методы не могут быть использованы.**

Место зарезки второго ствола должно удовлетворять следующим условиям

- Максимальная возможная глубина.
- Между муфтами обсадной колонны.
- В интервале устойчивых пород, не склонных к осыпанию.
- При качественном затрубном цементировании.
- Отсутствие второй колонны обсадных труб.
- Обеспечение подсечения продуктивного горизонта в заданной точке при требуемом отходе и зенитном угле.



Последовательность выполнения работ

Лекция №4

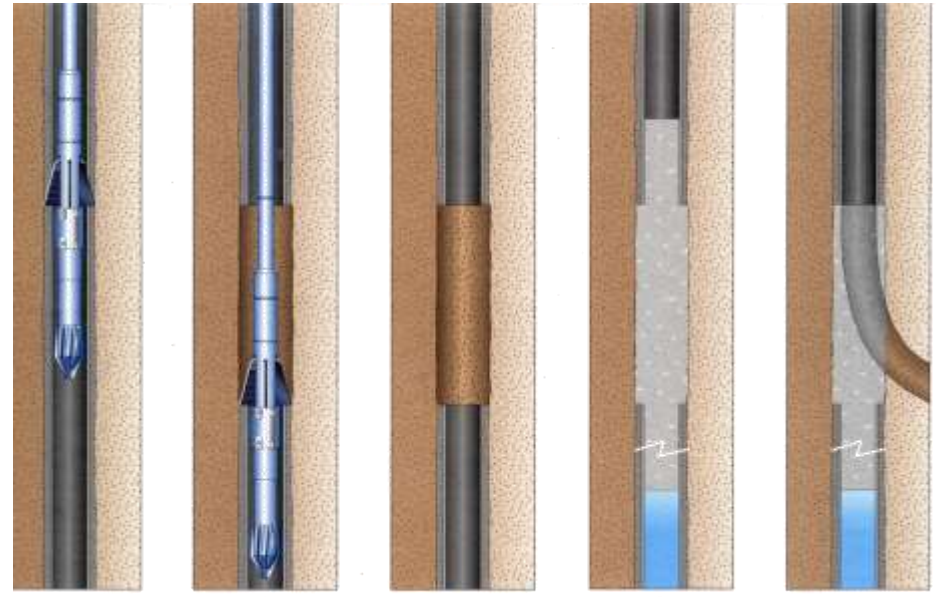
1. обследование и выбор места в колонне для вскрытия «окна» или вырезание участка колонны;
2. вскрытия «окна» или вырезание участка колонны;
3. зарезка второго ствола и бурение до требуемой глубины;
4. комплекс геофизических исследований;
5. спуск эксплуатационной колонны или хвостовика;
6. вторичное вскрытие продуктивного горизонта (при необходимости).

Способы забуривания дополнительного ствола

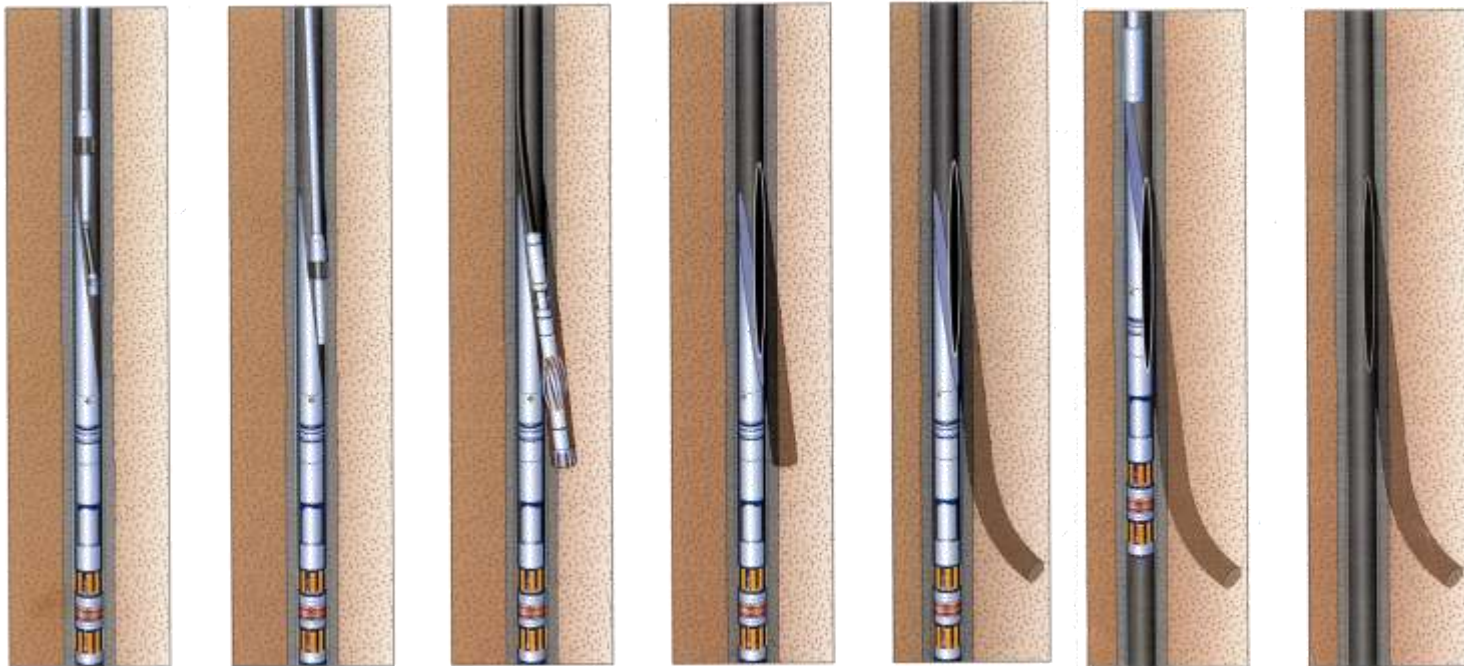
- **Вырезание эксплуатационной колонны** на длину 10-12 метров с помощью специального вырезающего устройства. Далее цементирование этого участка ствола и выше вырезанной части колонны на 10-20 м. После ОЗЦ бурение цементного камня компоновкой с забойным двигателем и отклонителем.
- Установка в скважине отклоняющего клина, возможно с цементированием его. Затем **вскрытие «окна» в эксплуатационной колонне** райбером (набором райберов) и дальнейшее бурение ствола.



Последовательность бурения методом вырезания колонны



Последовательность бурения методом прорезания «окна»





Необходимое специальное оборудование и инструмент для забуривания дополнительных стволов

- Универсальное вырезающее устройство или клиновой отклонитель.
- Набор райберов или винтовой двигатель – отклонитель.
- Ориентаторы отклонителей в обсадной колонне (магнитной среде).
- Малогабаритные телесистемы.

Преимущества метода забуривания дополнительного ствола вырезанием части обсадной колонны

- Уменьшение вероятности осложнений при СПО.
- При неудаче можно повторить забуривание.
- Из одного «окно» можно пробурить несколько скважин.

Недостатки метода

- Большие затраты времени на вырезание колонны.
- Меньшая точность ориентирования дополнительного ствола.

Преимущества метода забуривания дополнительного ствола прорезанием «окна»

- Высокая точность ориентирования.
- Возможно использование роторного способа бурения.
- малый объем фрезеруемого металла.

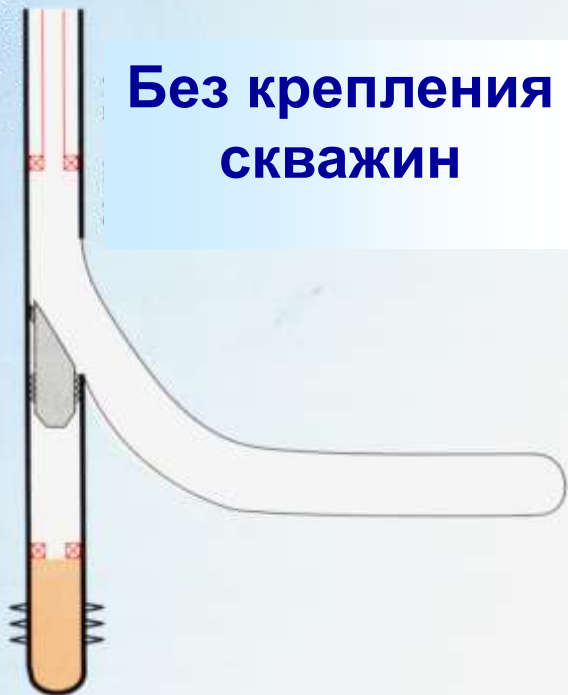
Недостатки метода

- Возможны осложнения при спуске клина.
- Возможны просадка или проворот клина при бурении.
- Сложность конструкции клина.

Способы заканчивания дополнительных стволов



**Без крепления
скважин**



**С щелевым
или
гравийным
фильтром**



**Крепление
хвостовиком с
цементировани
ем**





Тема №1.10

Другие технологии направленного бурения. Многоствольные скважины.



Преимущества многоствольных скважин

Главное преимущество состоит в увеличении площади контакта скважины с продуктивным пластом.

В результате:

- увеличивается производительность скважины;
- повышается коэффициент извлечения флюида;
- снижается депрессия на пласт, вследствие чего уменьшается вынос песка, приток воды;
- многоствольная скважина пересекает и соединяет многослойные неоднородные залежи;
- уменьшается потребность в устьевом и насосном оборудовании при эксплуатации скважины;
- уменьшаются затраты на природоохранные мероприятия.

Недостатки многоствольных скважин

- Авария в основном стволе приводит к потере всех дополнительных стволов.
- Необходимы дополнительное оборудование и специальный инструмент.
- Сложная технология бурения.
- Существенное удорожание буровых работ.



Возможные схемы расположения дополнительных стволов в пласте

1. **Две расходящиеся в противоположные стороны скважины.** В этом случае уменьшаются потери давления на трение флюида в процессе эксплуатации.
2. **Параллельные дополнительные стволы в одной вертикальной плоскости.** Такие скважины наиболее эффективны в слоистых коллекторах.
3. **Дополнительные стволы располагаются в одной горизонтальной плоскости.** Такие скважины наиболее эффективны в продуктивных горизонтах с низким пластовым давлением и для извлечения тяжелых нефтей.



Рациональная область применения

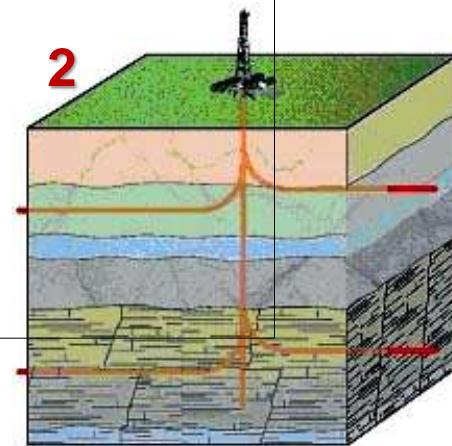
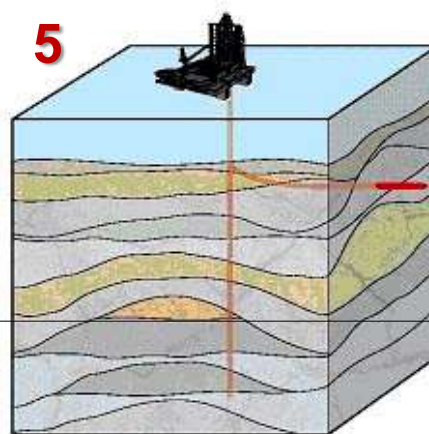
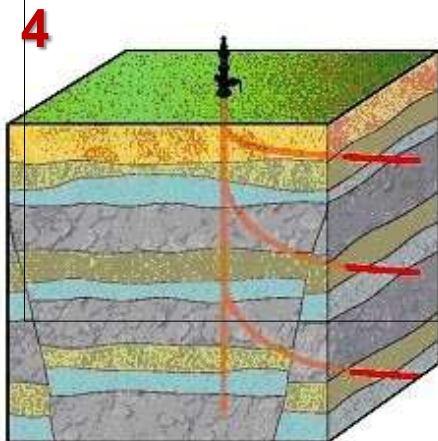
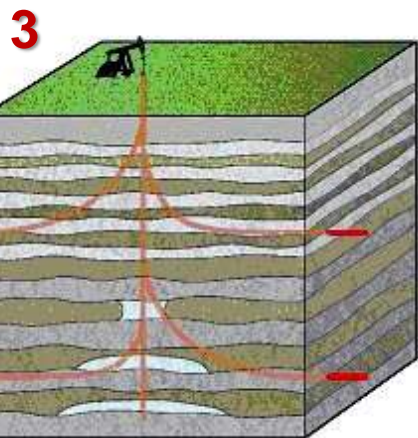
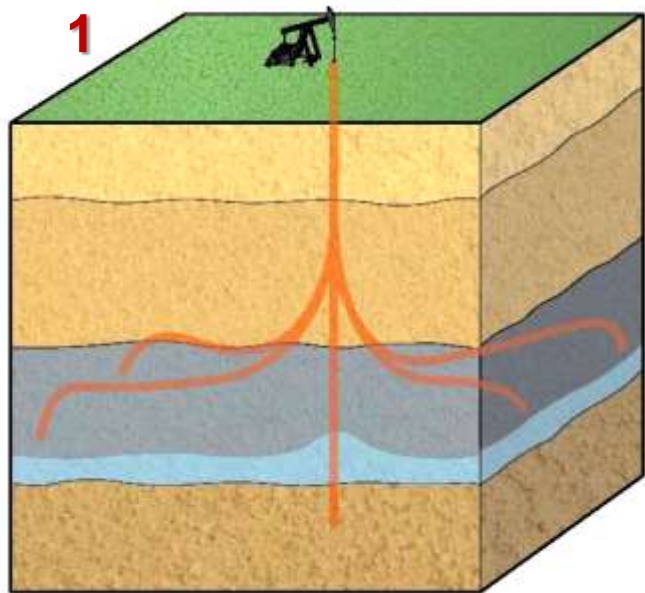
1. Залежи тяжелой нефти, истощенные залежи с низким пластовым давлением.

2. Залежи с низкой проницаемостью или малой естественной трещиноватостью.

3. Тонкослоистые пласты и многослойные залежи. Пологонаклонные дополнительные стволы пересекают несколько пропластков.

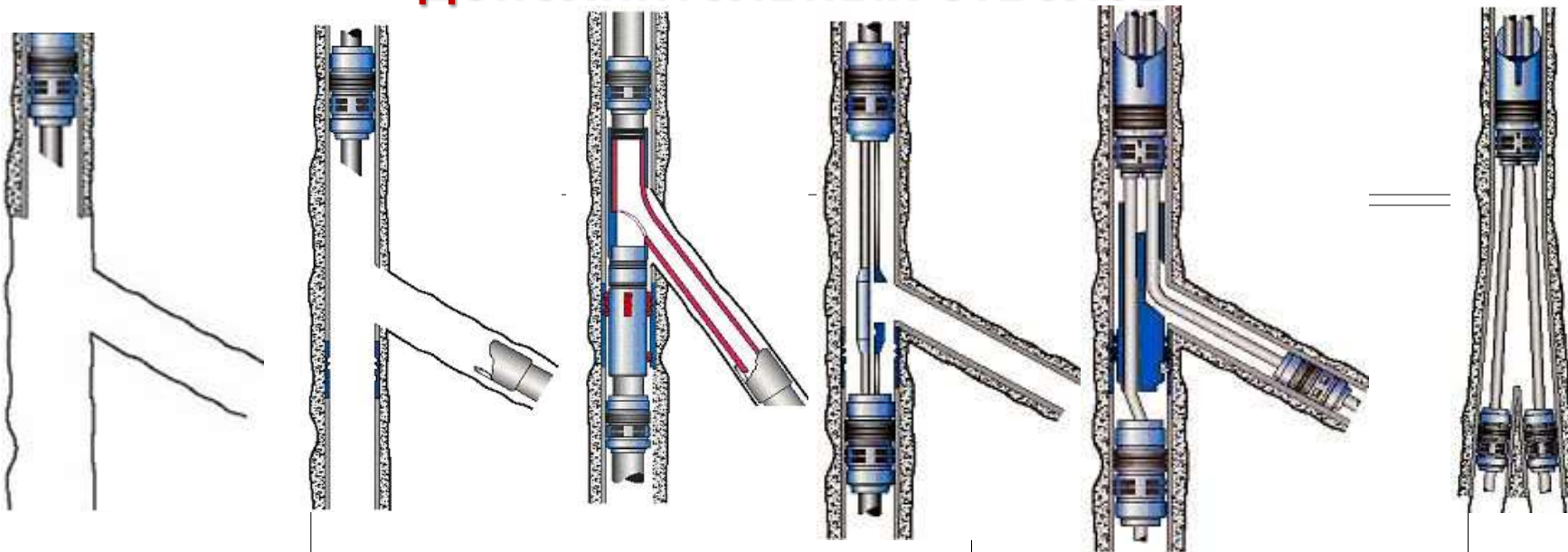
4. Обособленные части залежи.

5. Разработка месторождений – спутников.





Классификация видов сочленений основного и дополнительных стволов



1. Открытый дополнительный ствол, открытый основной ствол (безопорное сочленение).
2. Обсаженный и зацементированный основной ствол и открытый, или частично зацементированный хвостовик в дополнительном стволе.
3. Обсаженный и зацементированный основной ствол с незацементированным хвостовиком в дополнительном стволе. Хвостовик механически подсоединен к главному стволу (соединение показано красным цветом).
4. Обсаженный и зацементированный основной ствол с зацементированным механически подсоединенным к основному стволу хвостовиком, опущенным в дополнительный ствол.
5. Обсаженный и зацементированный основной ствол и незацементированный или зацементированный хвостовик, гидравлически изолированный и герметичный за счет установки пакеров, сальников.
6. Обсаженный и зацементированный основной ствол и зацементированные хвостовики в двух дополни-тельных стволах. Сочленение образует единое целое с колонной основного ствола.



Технология строительства сочленений основного и дополнительного стволов

- Способ предварительно вырезанных окон в обсадной колонне.
- Способ вырезания (фрезерования) окон в обсадной колонне.
- Герметичные соединения.

Способ забуривания дополнительных стволов из предварительно вырезанных окон в обсадной колонне (ОК)



Первый этап

В обсадной трубе на поверхности вырезаются окна, которые изнутри перекрываются разбуриваемым патрубком. Количество окон может достигать до четырех (квадросистемы), расстояние между окнами около 2 м.

ОК опускается на требуемую глубину, ориентируется гироскопическим ориентатором и цементируется.



Способ забуривания дополнительных стволов из предварительно вырезанных окон в обсадной колонне

Второй этап

Разбуривается внутренний патрубок и цементное кольцо.

Третий этап

Опускается извлекаемый отклоняющий клин, ориентируется против окна в ОК, извлекается спускаемый инструмент.

Четвертый этап

Бурение дополнительного ствола до проектной глубины.





Способ забуривания дополнительных стволов из предварительно вырезанных окон в обсадной колонне Лекция №4

Пятый этап

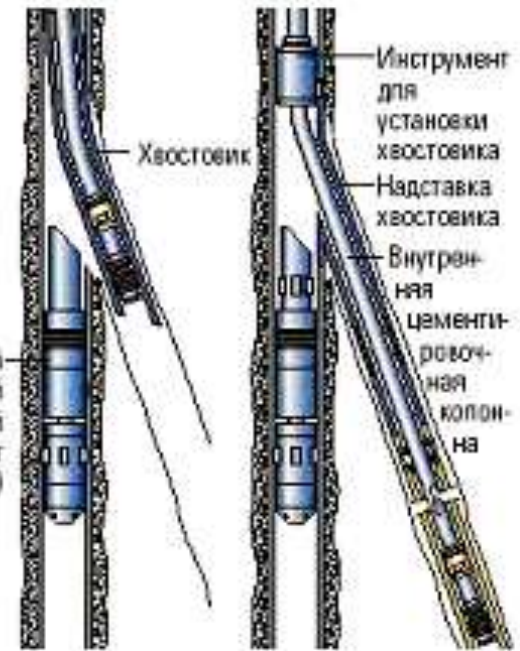
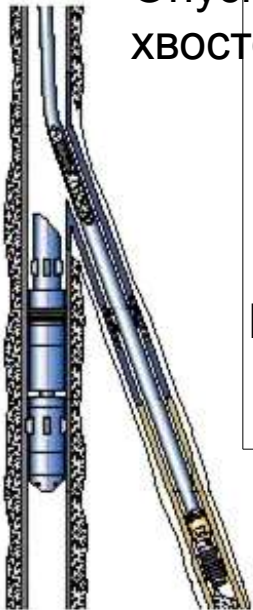
Извлекается отклоняющий клин и опора клина. Чистится основной ствол. Операции повторяются и бурятся второй третий, четвертый дополнительные стволы.

Шестой этап

Устанавливается многоразовый опорный установочный инструмент. Опускается хвостовик. Надставка хвостовика фиксируется в окне ОК.

Седьмой этап

Цементация хвостовика.



Способ забуривания дополнительных стволов из предварительно вырезанных окон в обсадной колонне



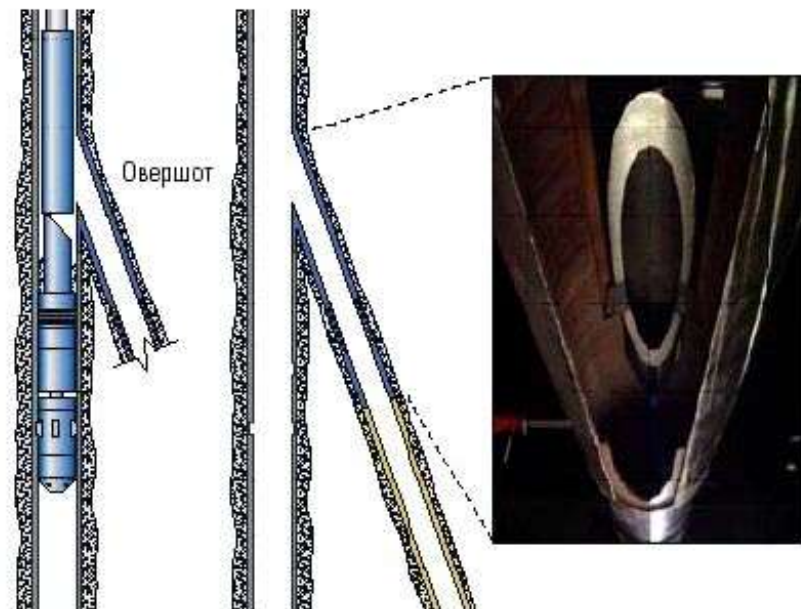
Восьмой этап

Вымывание цемента над многоразовым опорным установочным инструментом.



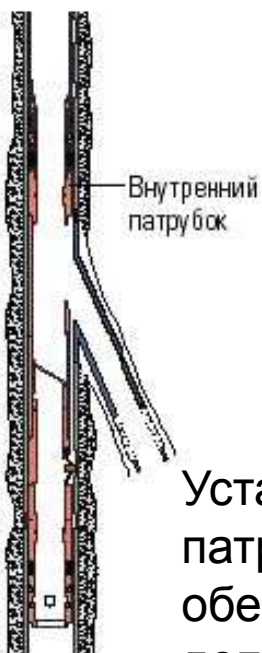
Девятый этап

Извлекается многоразовый опорный установочный инструмент.



Десятый этап

Устанавливается внутренний опорный патрубок для фиксации хвостовика, обеспечивающий избирательный доступ в дополнительный ствол.





Первый этап

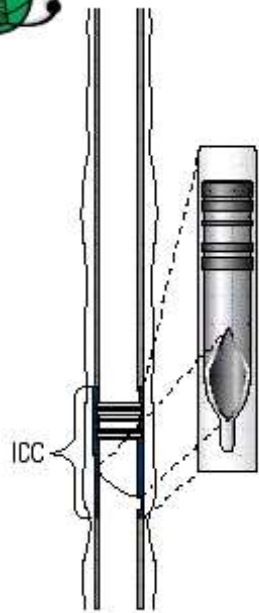
В колонну обсадных труб в требуемом месте установить разделительную втулку (ИСС) с ориентирующим пазом. Опустить ОК, не ориентируя ее, и зацементировать.

Второй этап

Разбурить цементный стакан, очистить паз разделительной втулки (специальное покрытие предотвращает прилипание цемента к пазу). При необходимости для очистки паза используется струйный инструмент.

Третий этап

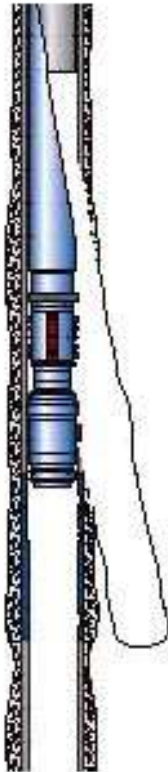
С помощью ультразвукового построителя изображений, опускаемого на кабеле, определяется ориентация паза разделительной втулки.





Четвертый этап

На поверхности клин ориентируется относительно шпонки опоры в требуемом направлении и опускается в скважину. После спуска шпонка опоры входит в паз разделительной втулки, и клин занимает в скважине нужное положение. Спуск клина производится вместе с фрезером.



Пятый этап

При создании осевой нагрузки срезается шпилька, соединяющая фрезер и клин. В обсадной колонне фрезеруется окно.

Шестой этап

Из скважины извлекается сначала фрезер, а затем отклоняющий клин.

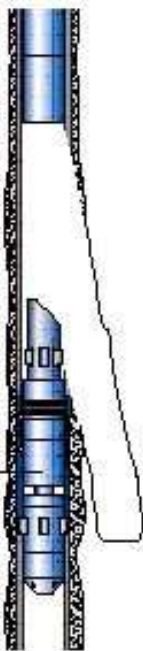




Седьмой этап

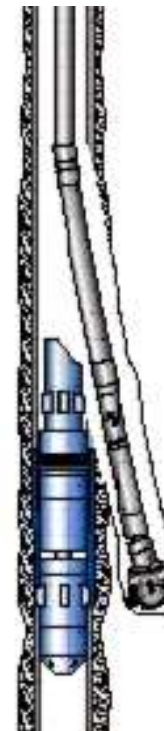
После чистки в скважину опускается многоразовый опорный установочный инструмент. Его опора также имеет шпонку, входящую в паз разделительной втулки ОК.

Многоразовый опорный установочный инструмент (RDT)



Восьмой этап

Бурение дополнительного ствола.



Буровое долото

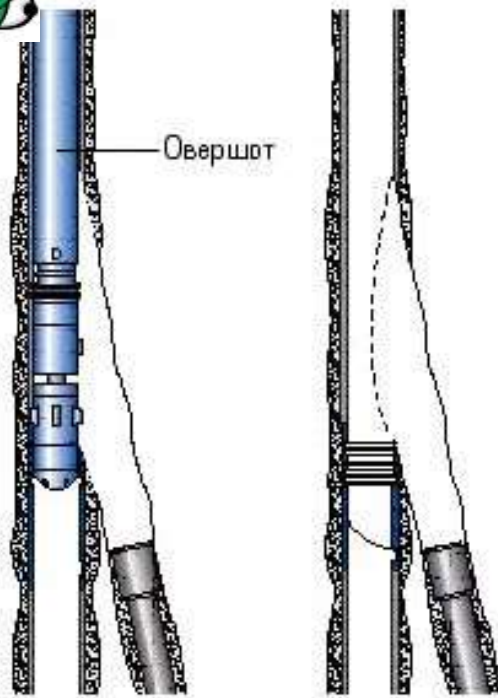
Девятый этап

Спуск хвостовика и его цементирование.



Десятый этап

Извлечение опорного установочного инструмента.



Одиннадцатый этап (при необходимости)

Установить опору.



Двенадцатый этап

Вставить соединитель.

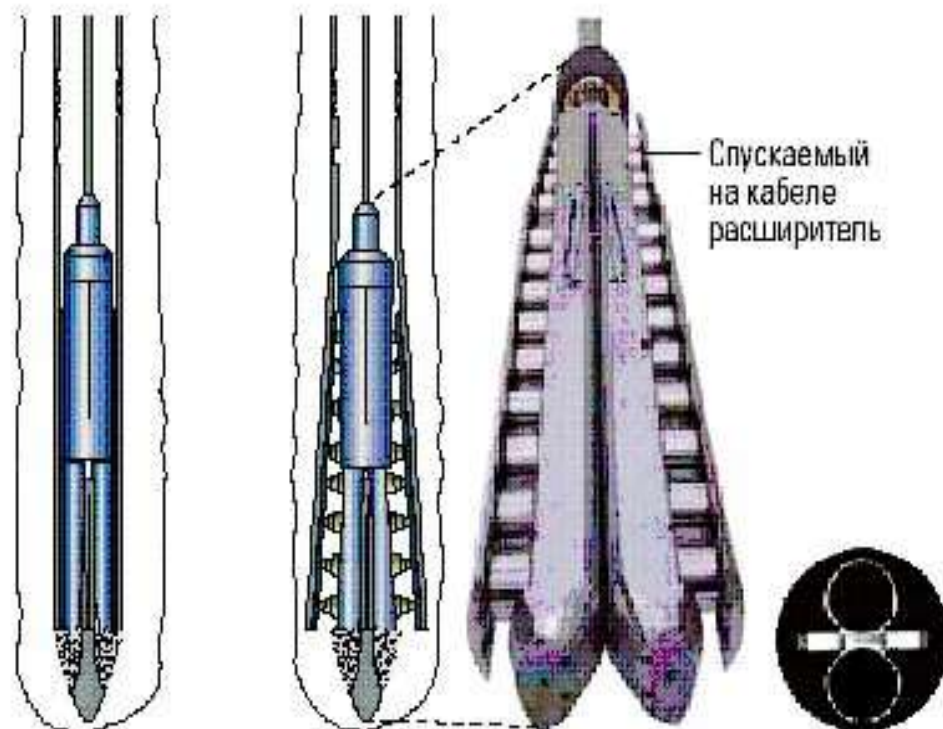
Установка герметичного соединения



Первый этап

Расширение скважины в месте разветвления стволов (при необходимости).

Спуск ОК с системой RapidSeal.



Второй этап

Расширение выходных отверстий соединения.

В опускаемом на кабеле расширителе установлен электрический насос.

Установка герметичного соединения



Верхние цементировочные пробки

Третий этап

Цементирование ОК.

Четвертый этап

Разбуривание цементировочных пробок и цементного стакана.



Отклонитель

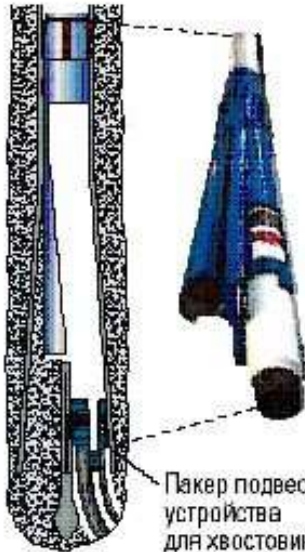


Профилированная втулка RapidSeal

Буровое долото

Пятый этап

Спуск и ориентирование отклонителя.



Пакер подвешного устройства для хвостовика

Шестой этап

Бурение первого дополнительного ствола, спуск хвостовика с пакером.

Седьмой этап

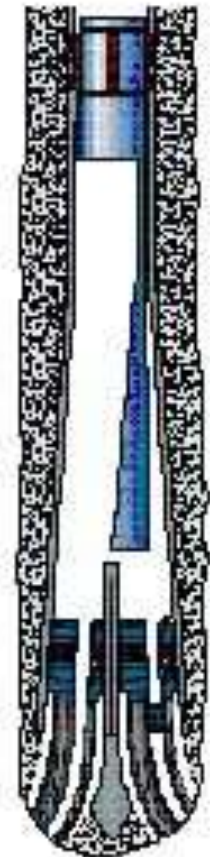
Бурение второго дополнительного ствола, спуск хвостовика.



Пакерная система DualAccess

Восьмой этап

Монтаж соединения и установка эксплуатационного оборудования.





Тема №1.11

Другие технологии направленного бурения. Радиальное бурение.



Технология радиального бурения

Первый этап

Бурение скважины, как правило, со средним радиусом кривизны до кровли продуктивного горизонта, спуск обсадной колонны диаметром 178 ... 273 мм, цементирование ее. Затем бурение горизонтального ствола длиной до 1000 м при диаметре чаще 215,9 мм.

Горизонтальный ствол остается открытым, либо при необходимости крепится колонной обсадных труб.

Второй этап

В скважину на глубину, где планируется бурение первого дополнительного ствола, опускается колонна направляющих труб, оканчивающаяся отклоняющим клином. Колонна ориентируется в требуемом направлении и на поверхности закрепляется.



Технология радиального бурения

Третий этап

Внутри колонны направляющих труб на колонне бурильных труб опускается долото с ГЗД, имеющем перекося осей верхней и нижней частей. Начинается бурение дополнительного ствола с постоянной до 1 град/м интенсивностью искривления (по радиусу) до проектной глубины.

При бурении осуществляется постоянный контроль за траекторией дополнительного ствола, и при необходимости производится корректировка трассы путем поворота колонны бурильных труб с забойным двигателем на необходимый угол.

Длина дополнительного ствола может достигать до 300 м, его диаметр до 112 мм.



Технология радиального бурения

Четвертый этап

Колонна бурильных труб поднимается внутрь колонны направляющих труб. Обе колонны опускаются вниз или поднимаются вверх до места забуривания нового дополнительного ствола, ориентируются в заданном направлении, и процесс повторяется. Общее количество дополнительных стволов может достигать до 100.

Пятый этап

После бурения требуемого количества дополнительных стволов обе колонны труб (бурильных и направляющих) извлекаются из скважины. Основной и дополнительные стволы могут быть оборудованы фильтрами, либо гравийной набивкой, либо остаться открытыми. Скважина готова к эксплуатации.



Тема №1.12

Другие технологии направленного бурения. Двуствольное бурение.



Последовательное двуствольное бурение

Лекция №4

Сущность:

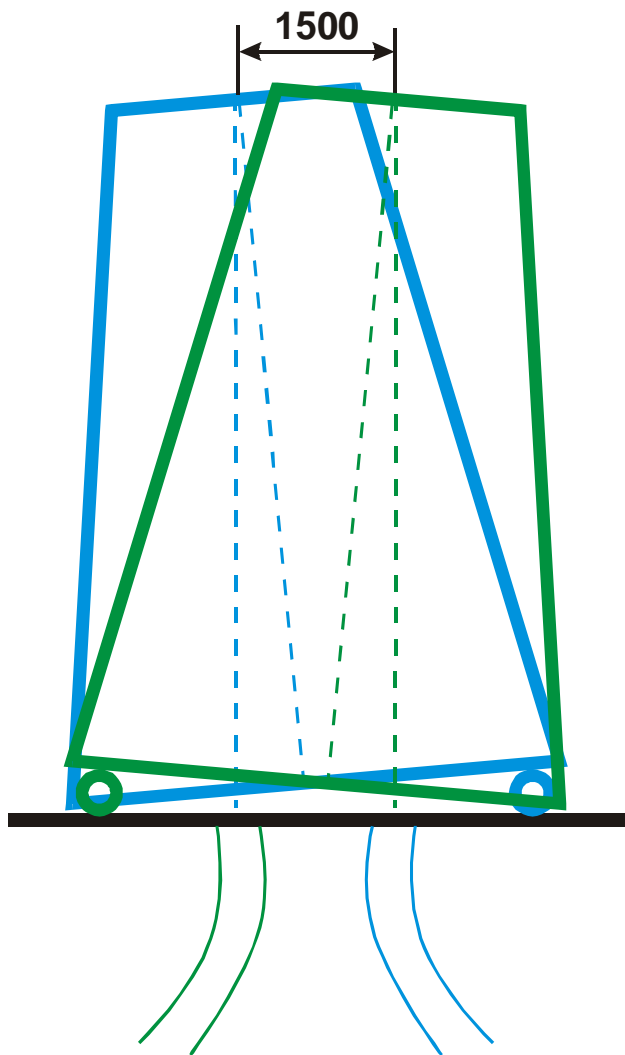
буровая вышка монтируется наклонно путем установки под две ноги прокладок; после бурения первой скважины прокладки ставятся под две другие ноги, и бурится вторая скважина.

Преимущества :

снижение затрат времени на монтажно-демонтажные работы.

Недостатки:

грузоподъемность вышки снижается на 15-20%;
возможно пересечение стволов.





Параллельное двухствольное бурение одним комплектом инструмента

Лекция №4

Сущность: одной буровой установкой производится бурение двух скважин. Цикл работ может быть следующий.

Скважина 1	Скважина 2
Бурение Подъем инструмента Технологический простой (Инклинометрия, геофизические и др. исследования)	Технологический простой Спуск инструмента Бурение

Необходимо специальное оборудование: перемещающийся кронблок и два ротора.



Параллельное двухствольное бурение двумя комплектами инструмента

Сущность: все необходимые работы выполняются практически одновременно на двух скважинах. Цикл проверки скважин может быть следующим

Скважина 1	Скважина 2
Бурение первым комплектом инструмента Подъем первого комплекта инструмента Спуск второго комплекта инструмента	Спуск второго комплекта инструмента Бурение вторым комплектом инструмента Подъем второго комплекта инструмента

Необходимо специальное оборудование: перемещающийся кронблок, два ротора, забойный регулятор подачи долота.

Спасибо за внимание!!!