

Компоновки низа бурильной КОЛОННЫ

КНБК применяемые при бурении вертикальных и наклонно-направленных скважин должны обеспечивать *выполнение проектного профиля при минимальных затратах времени на управление искривлением.*

Основной характеристикой КНБК является *получаемая интенсивность искривления скважины на 10 м проходки при бурении с отклонителем и на 100 м при бурении без него.*

КНБК классифицируют:

- для бурения вертикальных скважин и вертикальных участков наклонно-направленных скважин;
- для набора или коррекции параметров кривизны (отклоняющие);
- для стабилизации параметров кривизны (стабилизирующие);
- для естественного изменения параметров кривизны;
- специальные компоновки.

**КНБК для бурения
вертикальных скважин
и вертикальных
участков наклонно-
направленных скважин**

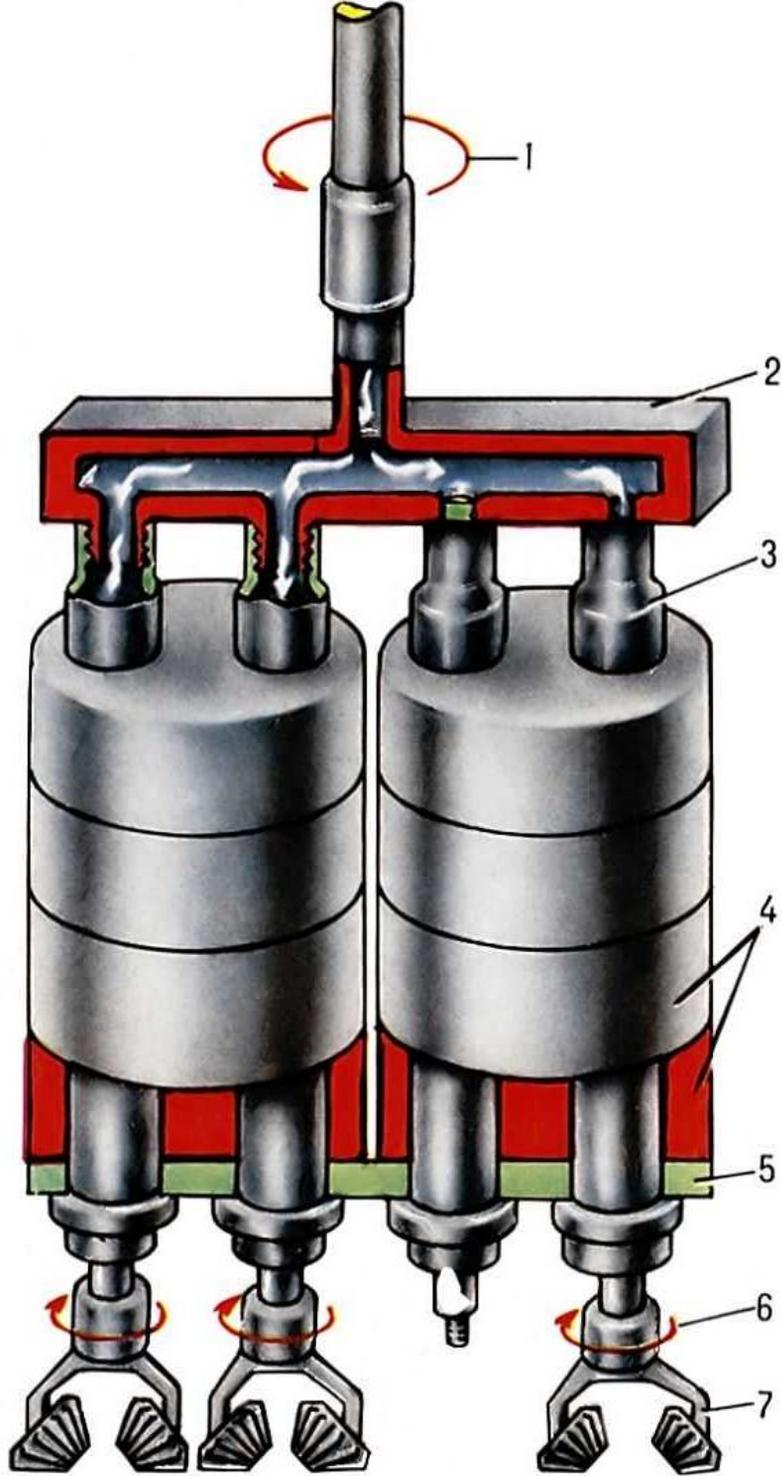
основные способы и технические средства предупреждения искривления ствола скважины

1. Способ **использования веса направляющего участка КНБК** основан на принципе нижнего размещения центра тяжести (**маятниковые КНБК**). Наиболее простыми являются компоновки, состоящие из УБТ разных диаметров, не включающие центрирующие элементы (в нормальных условиях). Если такие компоновки не обеспечивают вертикальность ствола скважины (минимальное искривление), то используют компоновки, включающие 1-2 центрирующих элемента (в осложненных условиях).

При бурении скважин диаметром более 295,3 мм в сложных геологических условиях для достижения максимальной вертикальности применяют **агрегаты реактивно-турбинного бурения** (РТБ), а для скважин диаметром менее 393,7 мм для достижения максимальной вертикальности хорошие результаты дает совмещение турбинного бурения **с одновременным вращением ротором**.

Агрегат реактивно-турбинного бурения

1 - направление вращения агрегата (бурильная колонна); 2 - верхняя траверса; 3 - турбобур; 4 - грузы; 5 - нижняя траверса; 6 - направление вращения долот; 7 - долота



Обозначение агрегата	Дс, мм	Диаметр, мм/число долот	Диаметр, мм/число турбобуров	Расход жидкости на агрегат, л/с	Наибольший поперечный размер, мм	Диаметр грузов утяжелителя, мм
I РТБ 394	393,7	190,5/2	172/2	50-56	382	382
I РТБ 490	490	215,9/2	195/2	60-70	480	480
I РТБ 590	590	269/2	195/2	60-70	576	576
I РТБ 640	640	295,3/2	195/2	60-70	624	624
II РТБ 760	760	349/2	240/2	100	650	760
II РТБ 920	920	444,5/2	240/2	100	710	850

основные способы и технические средства предупреждения искривления ствола скважины

2. Способ предупреждения искривления скважины, заключающийся в **минимизации или устранении поперечной составляющей силы**, возникающей на долоте при деформации компоновки, и **совмещении оси долота с осью скважины** путем установки опорно-центрирующих элементов (**жесткие КНБК**).

Жесткие КНБК могут включать один, а в сложных геологических условиях - два центриатора, расположенных на оптимальном расстоянии от долота и друг от друга.

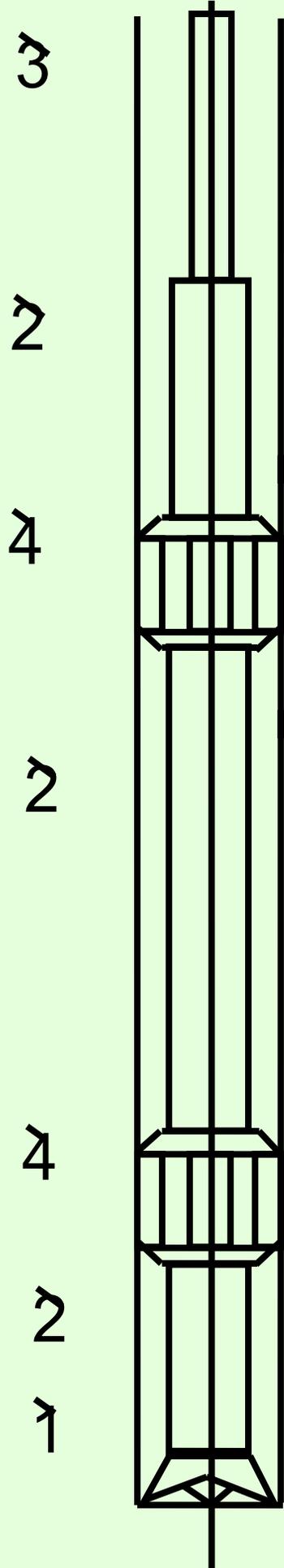
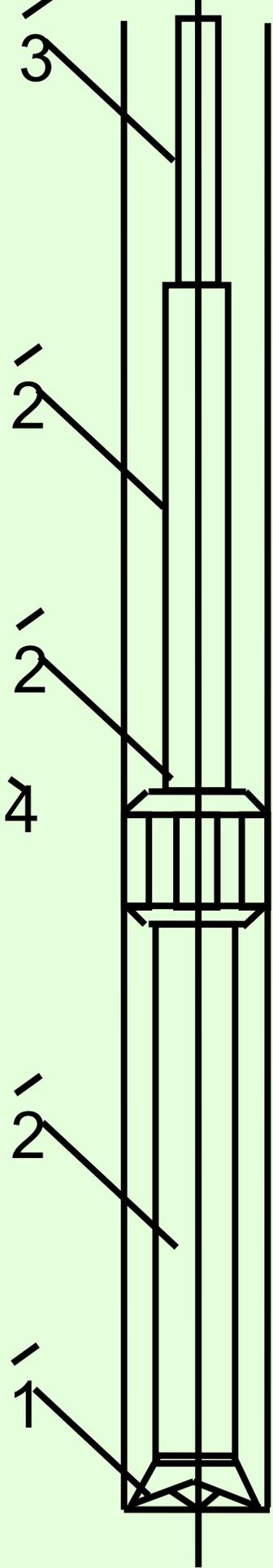
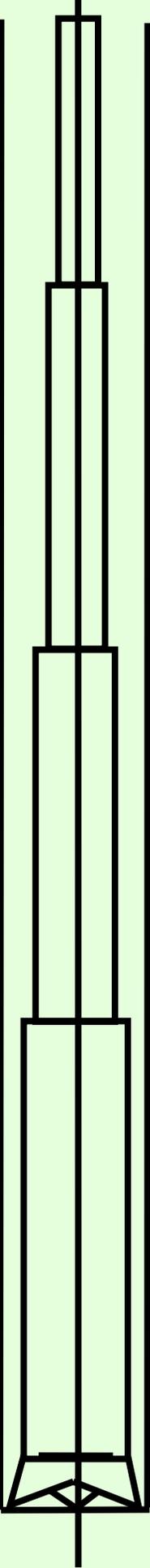
основные способы и технические средства предупреждения искривления ствола скважины

3. Способ предупреждения искривления скважины, заключающийся в **частичной или полной стабилизации направляющего участка КНБК**, который основан на применении стабилизаторов или стабилизирующих устройств. К ним относятся:
- стабилизатор трехопорный роторный (СТР)** для бурения мягких устойчивых пород в осложненных геологических условиях;
 - стабилизатор крестообразный роторный со сплошным центрированием (СКР)** для бурения мягких неустойчивых пород;
 - наддолотные стабилизирующие устройства (НСУ).**
- В сложных геолого-технических условиях можно использовать КНБК, включающие утяжеленные бурильные трубы квадратного сечения (КУБТ).

основные способы и технические средства предупреждения искривления ствола скважины

4. Способ предупреждения искривления скважины, заключающийся в перераспределении осевой нагрузки между долотом и установленным над направляющим участком КНБК расширителем, а также в уменьшении воздействия изгибающего момента на направляющий участок со стороны расположенной выше части бурильной колонны.

Способ используется при бурении скважин в устойчивых горных породах с одновременным расширением ствола скважины до диаметров 295.3, 393.7, 490.5 мм, а базируется на применении ступенчатых КНБК, включающих многошарошечные расширители.



КНБК

**маятниковог
о типа для
роторного
бурения**

**вертикальны
х скважин
и**

**вертикальны
х участков
наклонно-
направленн
ых скважин:**

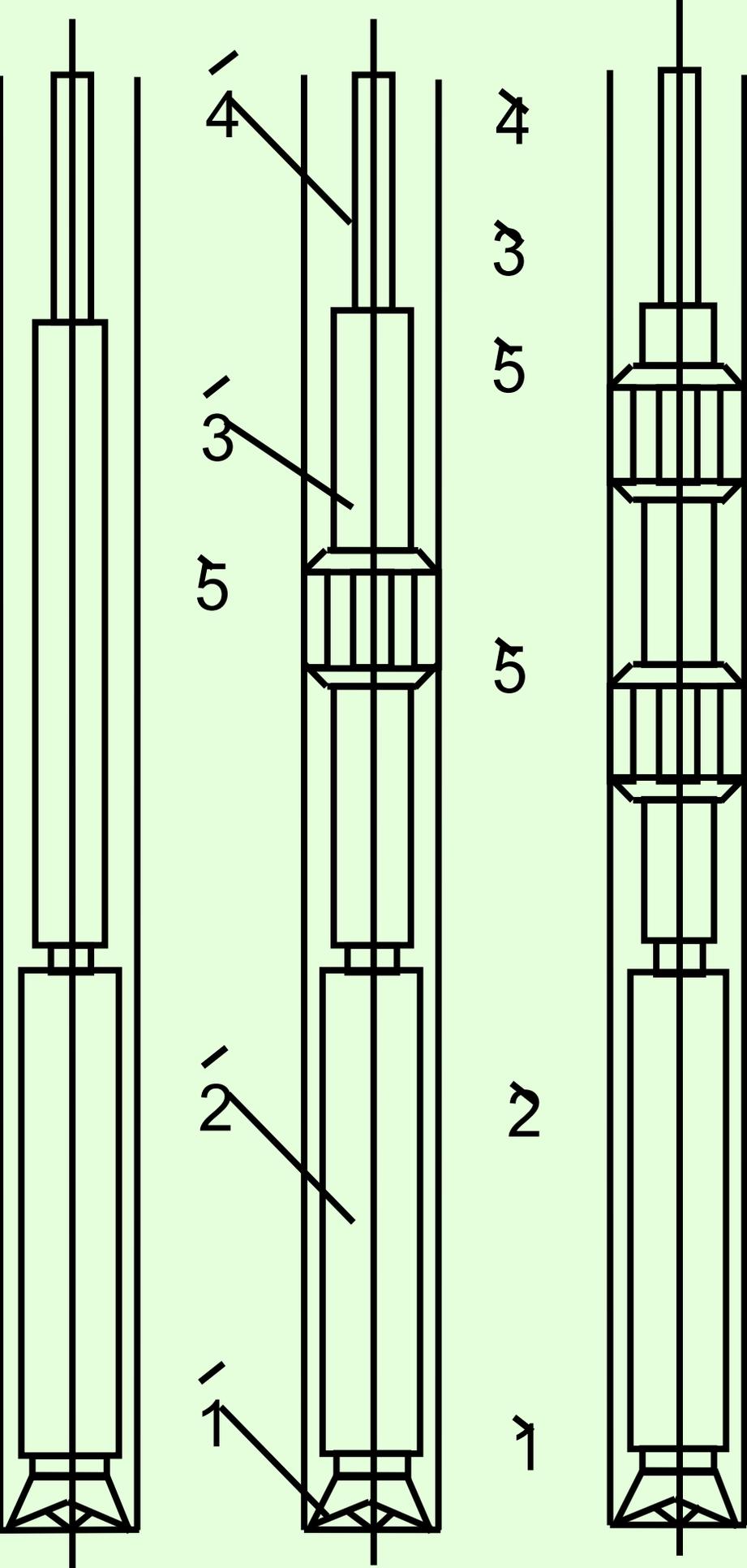
1 - долото,

2 - УБТ,

3 - колонна

труб,

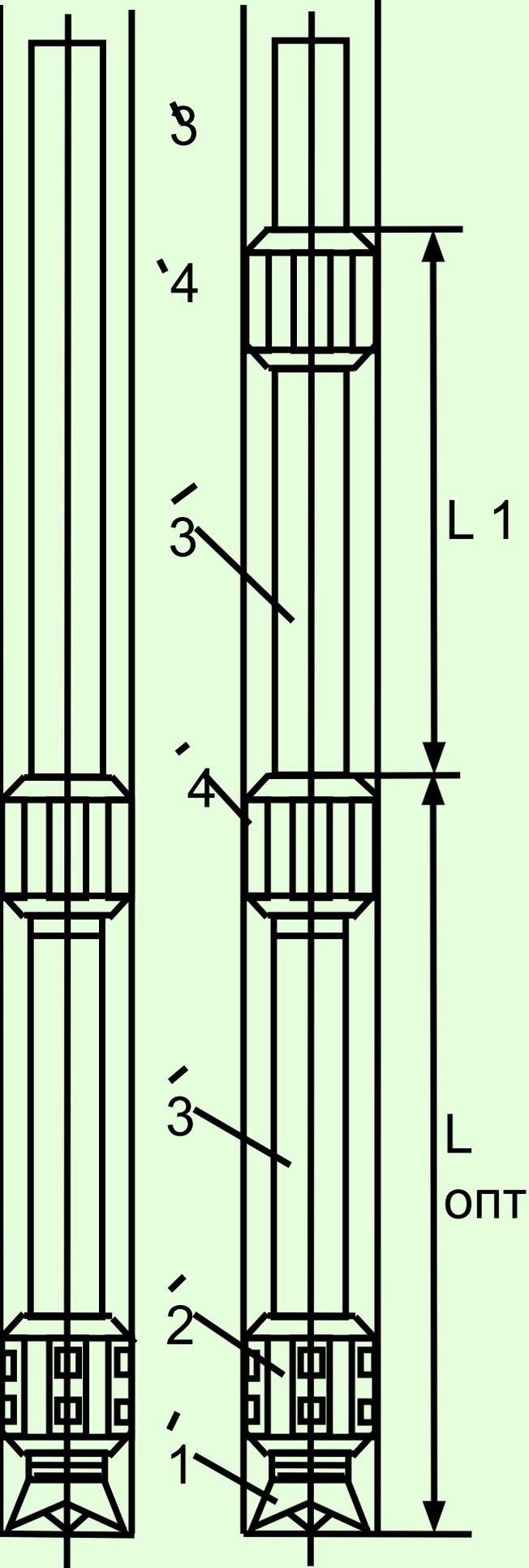
4 - центратор



КНБК

маятникового типа для турбинного бурения вертикальных скважин и вертикальных участков наклонно-направленных скважин

- 1 - долото,
- 2 - турбобур,
- 3 - УБТ,
- 4 - бурильные трубы,
- 5 - центратор



**Жесткие
компоновки для
бурения
вертикальных
скважин и
вертикальных
участков
наклонно-
направленных
скважин
роторным
способом:
1 - долото,
2 - калибратор,
3 - УБТ,
4 - центратор**

**Жесткая компоновка
для бурения
вертикальных
скважин и
вертикальных
участков наклонно-
направленных
скважин турбобуром с
маховиком под
валом:**

- 1 - долото,
- 2 - калибраторы,
- 3 - маховик,
- 4 - турбобур,
- 5 - центратор,
- 6 - УБТ

6

5

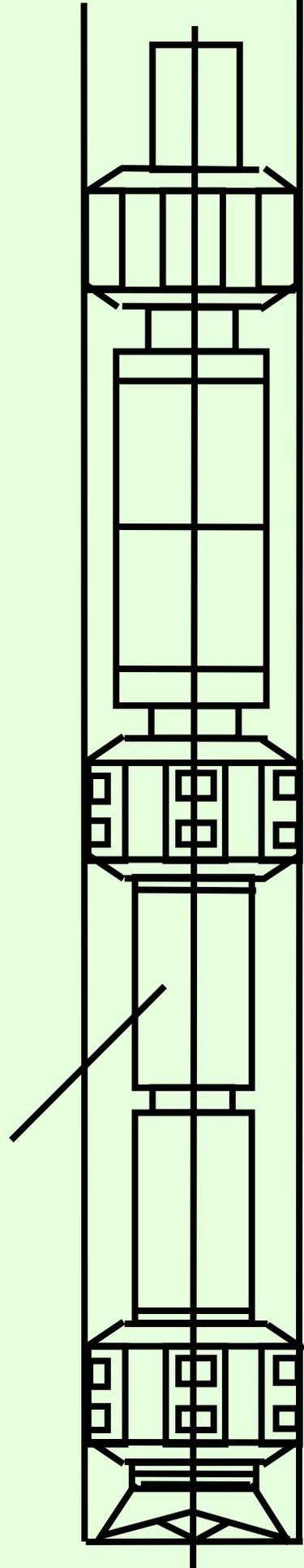
4

2

3

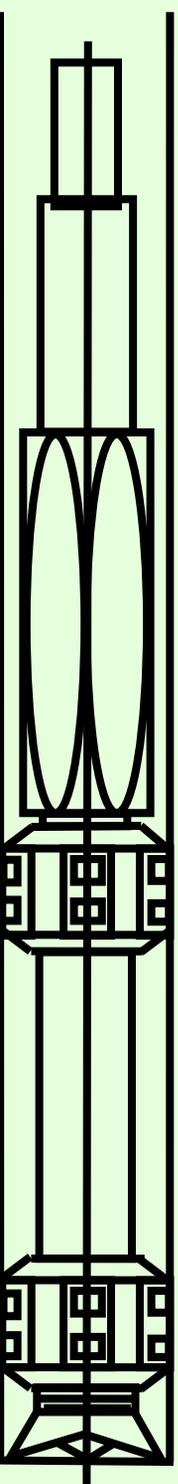
2

1

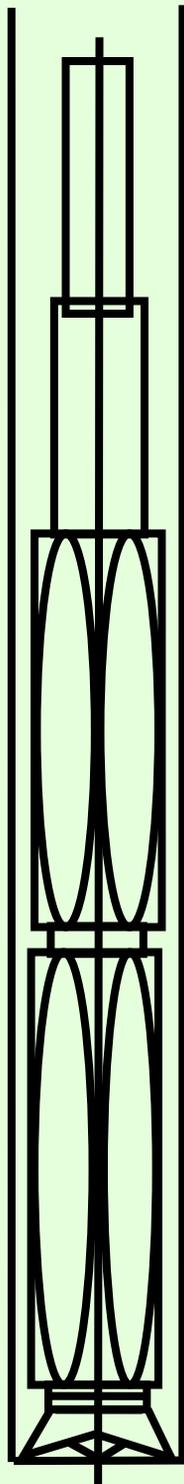


Жесткая компоновка с УБТ квадратного сечения для бурения вертикальных скважин и вертикальных участков наклонно-направленных скважин роторным способом

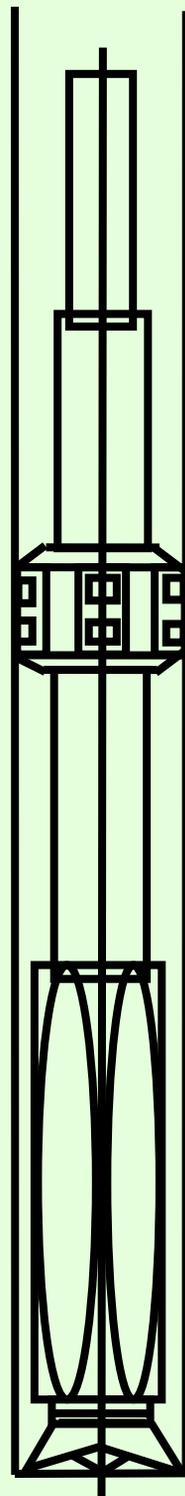
1 - долото, 2 - центратор, 3 - УБТ, 4 - УБТ квадратного сечения, 5 - бурильные трубы



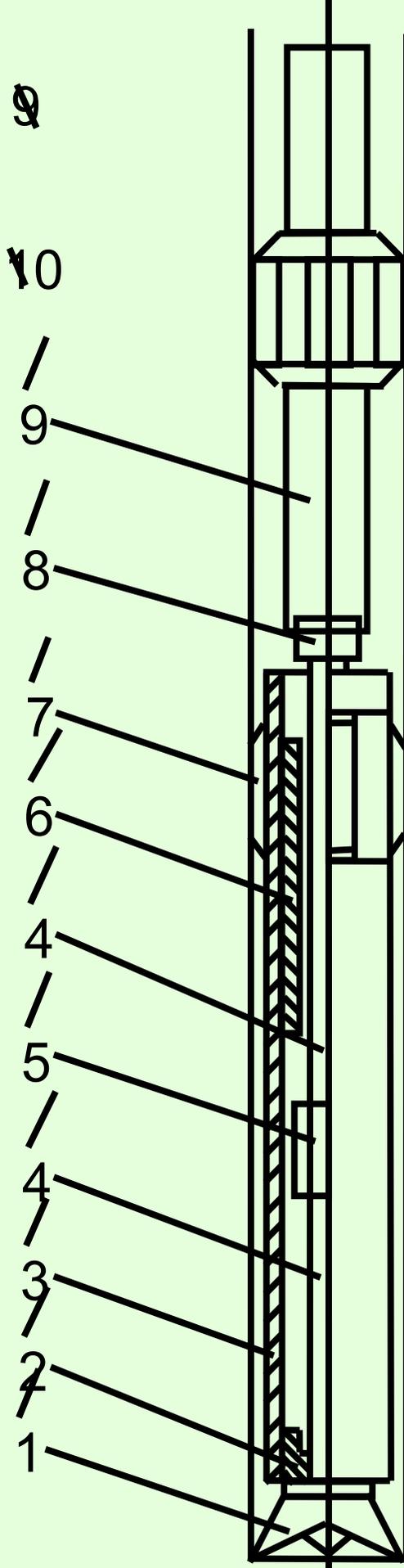
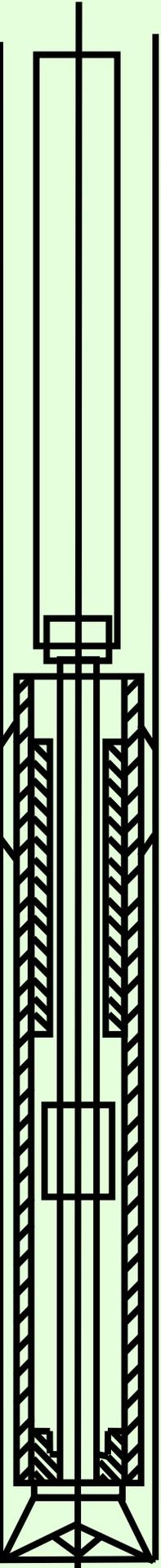
5
3
4
2
3
2
1



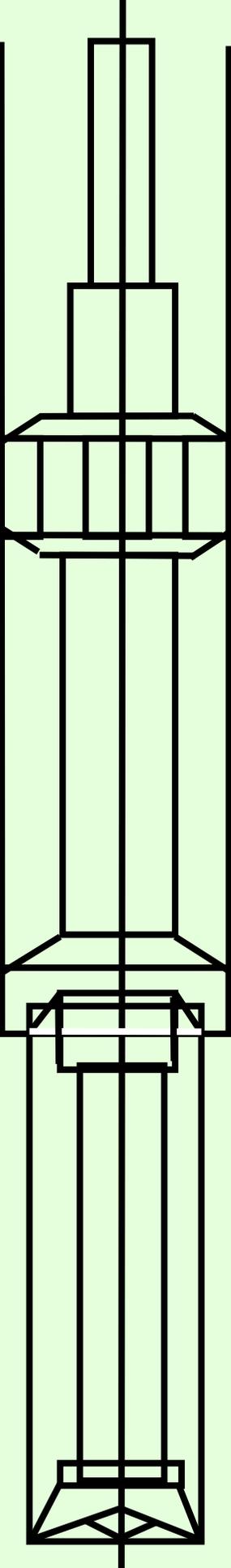
5
3
4
4
1



5
3
2
3
4
1



Маятниковая компоновка с наддолотным стабилизирующим устройством (НСУ) для бурения вертикальных скважин и вертикальных участков наклонно-направленных скважин роторным способом:
1 - долото, 2,5,8 - переводники, 3 - корпус НСУ, 4 - внутренняя труба, 6 - центратор, 7 - лопасти центратора, 9 - УБТ, 10 - центратор



**Компоновка для
ступенчатого бурения**

вертикальных

скважин и

вертикальных

участков наклонно-

направленных

скважин роторным

способом:

1 - долото, 2 - УБТ,

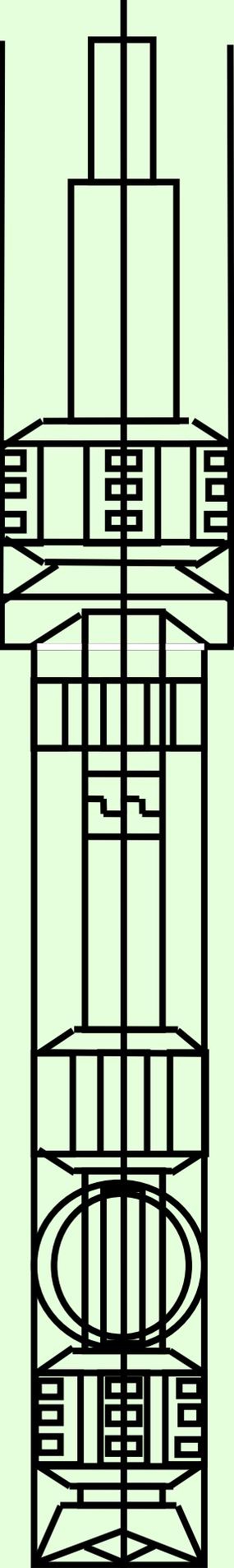
3 - переводник,

4 - многошарошечный

расширитель, 5 - УБТ, 6

- центратор,

7 - бурильные трубы



**Компоновка для
ступенчатого бурения
вертикальных
скважин и
вертикальных
участков наклонно-
направленных
скважин с
применением
шарнирной муфты
(НПК ТОБУС):**

- 1 - долото,
- 2 - калибраторы,
- 3 - упругий центратор,
- 4 - опорный элемент,
- 5 - шарнирная муфта,
- 6 - многошарошечный расширитель,
- 7 - УБТ,
- 8 - бурильные трубы

ТУРБОБУР С ОТКЛОНЯЮЩИМ УСТРОЙСТВОМ

Регулятор угла
включает
искривленный винт 1,
прямой 2 и
искривленный 3
переводники и
зубчатую муфту 4,
установленную на
шпонках на винте 1 и
сцепляющуюся с
искривленным
переводником
торцевыми зубьями

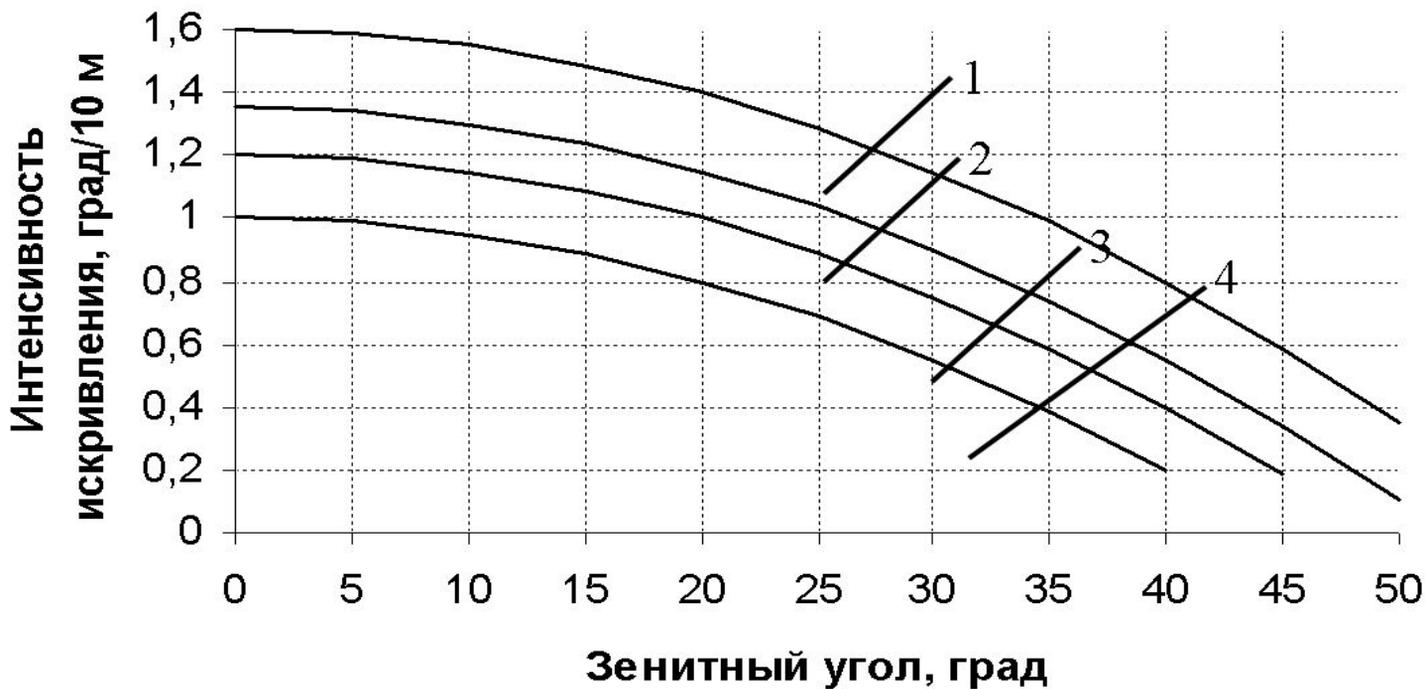


**КНБК для набора или
коррекции параметров
кривизны
(отклоняющие)**

Служат для набора и коррекции параметров кривизны в наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважинах. В состав компоновки включены отклоняющие устройства.

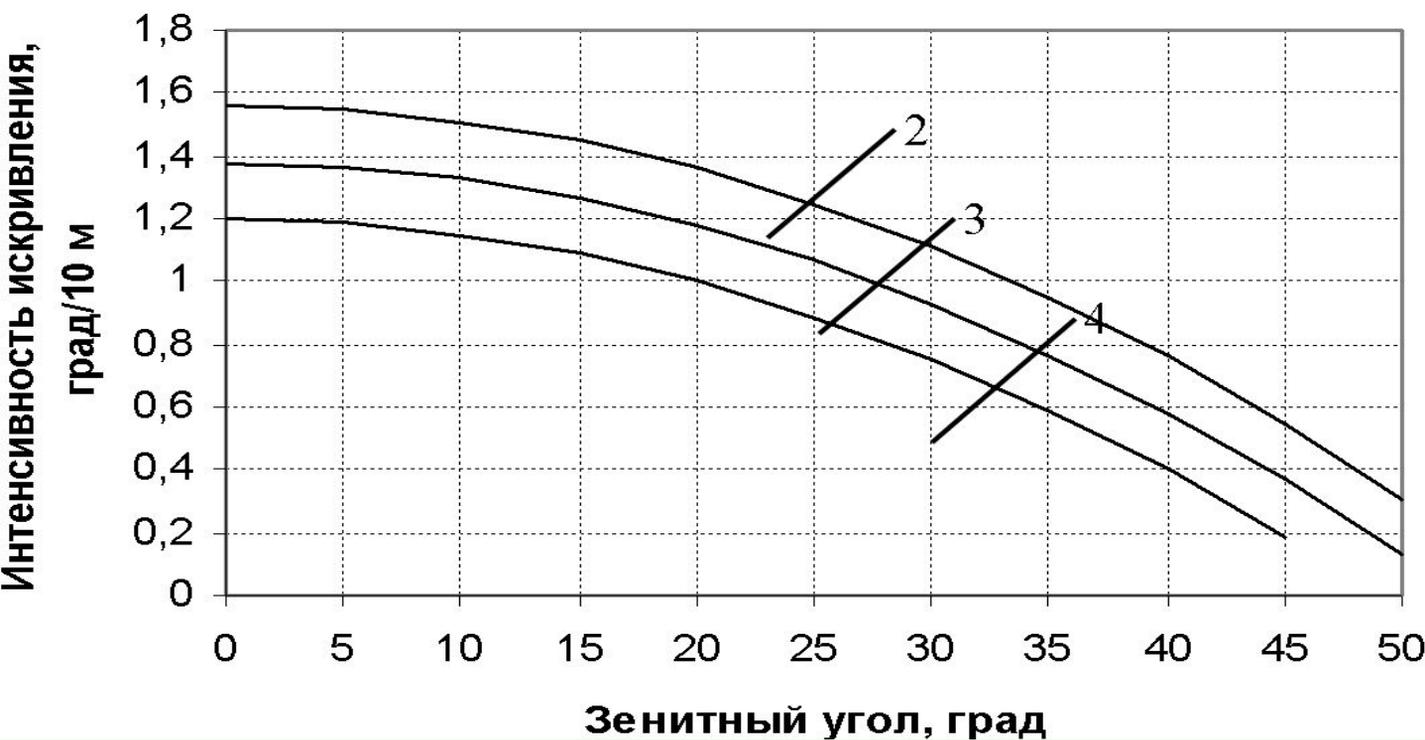
Наиболее характерной является компоновка, включающая долото, турбобур, отклоняющее устройство (угол перекоса осей от $0^{\circ}15'$ до $3^{\circ}45'$), УБТ длиной 12-25 м, бурильный инструмент.

ТСШ-240 (1 секция)



1, 2, 3, 4 – кривой переводник с углом перекоса осей 3°45'; 3°; 2°30'; 2°

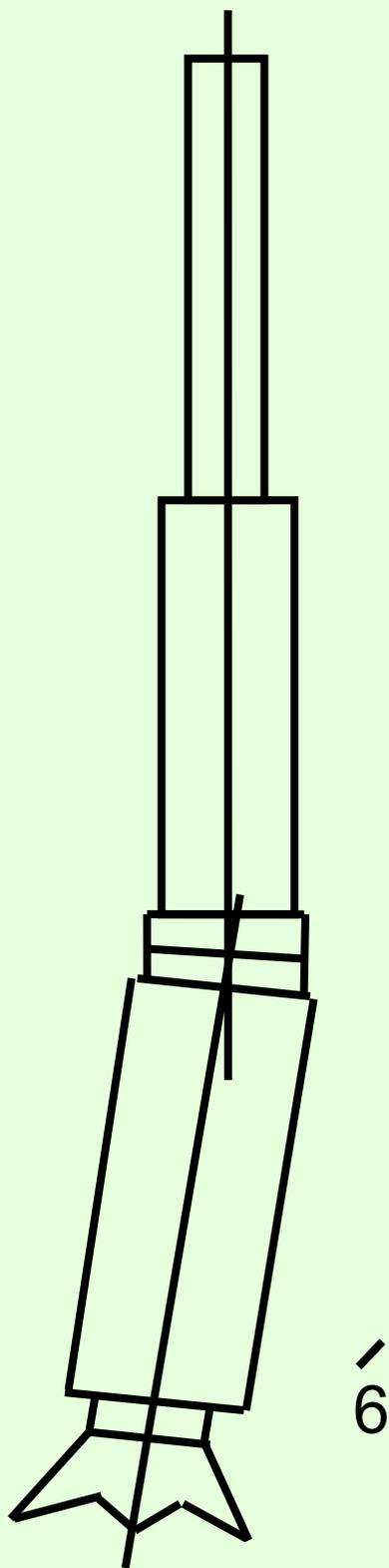
T12MЗБ-240



Основные зависимости изменения зенитного угла скважины от типа турбобура и угла перекоса осей кривого переводника

КОМПОНОВКИ ДЛЯ НАБОРА ПАРАМЕТРОВ КРИВИЗНЫ С КРИВЫМ ПЕРЕВОДНИКОМ

1 - немагнитная бурильная труба (ЛБТ), 2 - УБТ,
3 - кривой переводник (угол перекоса осей от $0^{\circ}15'$ до $3^{\circ}45'$), 4 - турбобур, 5 - калибратор, 6 - долото



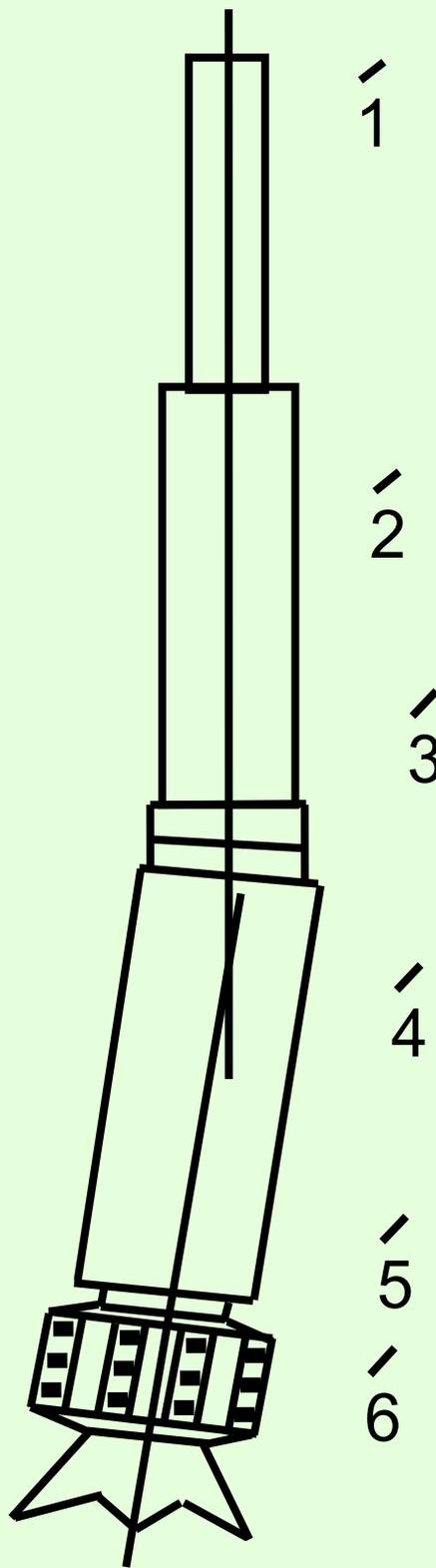
1

2

3

4

6



1

2

3

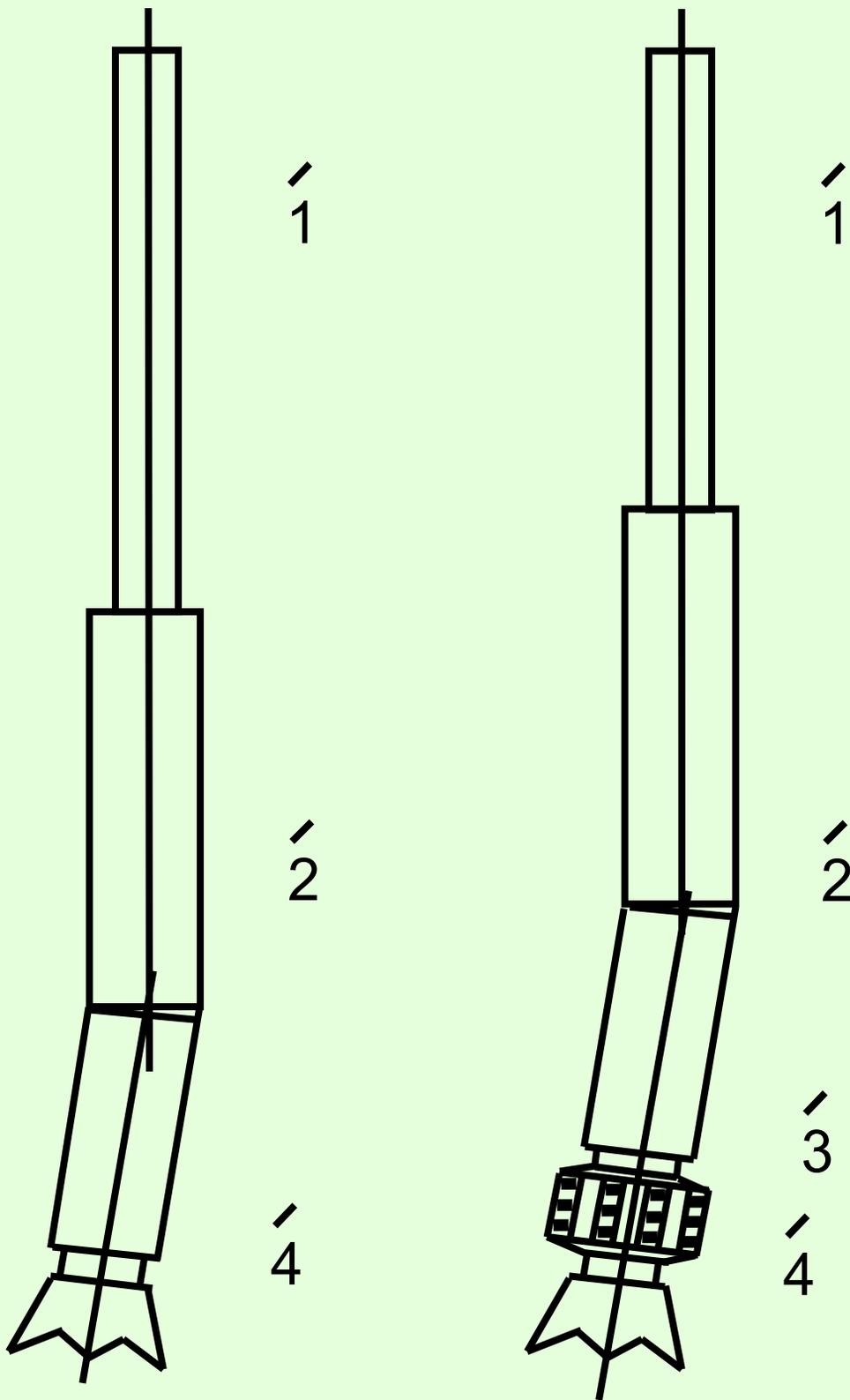
4

5

6

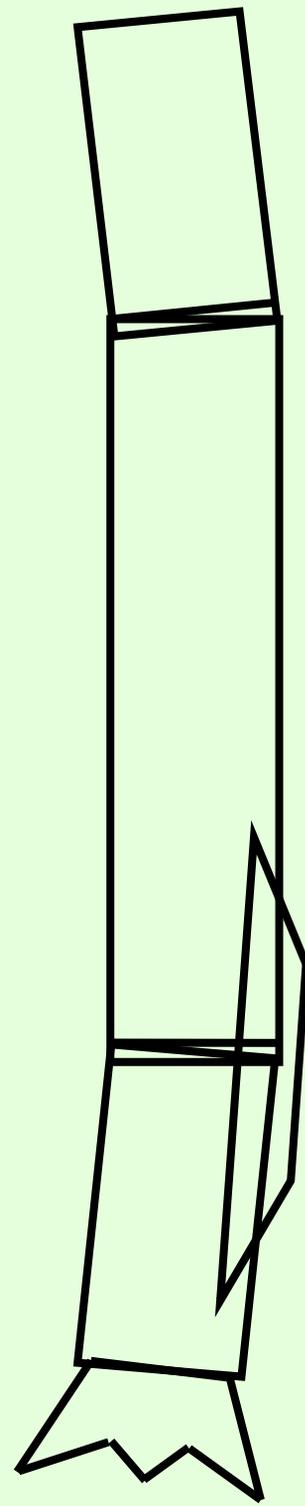
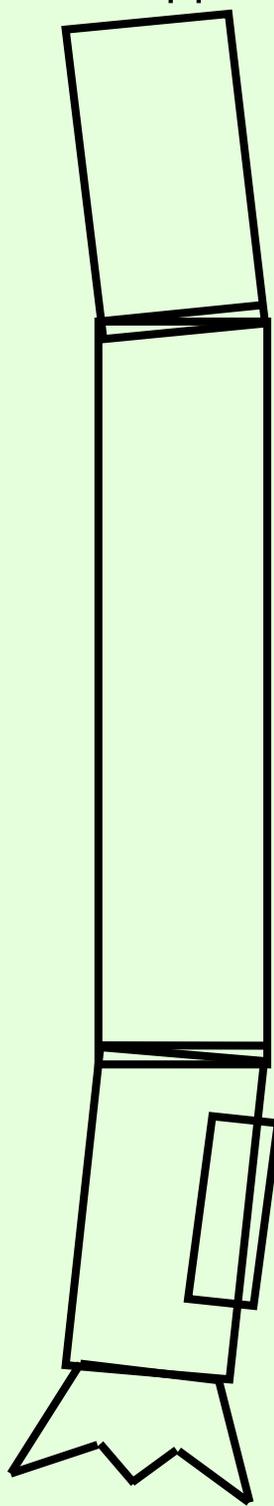
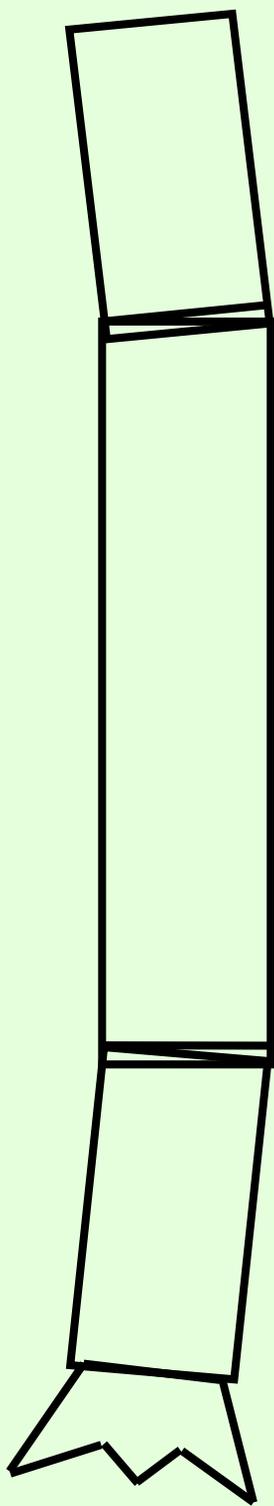
КОМПОНОВКИ ДЛЯ НАБОРА ПАРАМЕТРОВ КРИВИЗНЫ С ТУРБИНЫМ ОТКЛОНИТЕЛЕМ

1 - немагнитная бурильная труба (ЛБТ) или телесистема, 2 - турбинный отклонитель (угол перегиба осей от $0^{\circ}15'$ до 3°), 3 - калибратор, 4 - долото

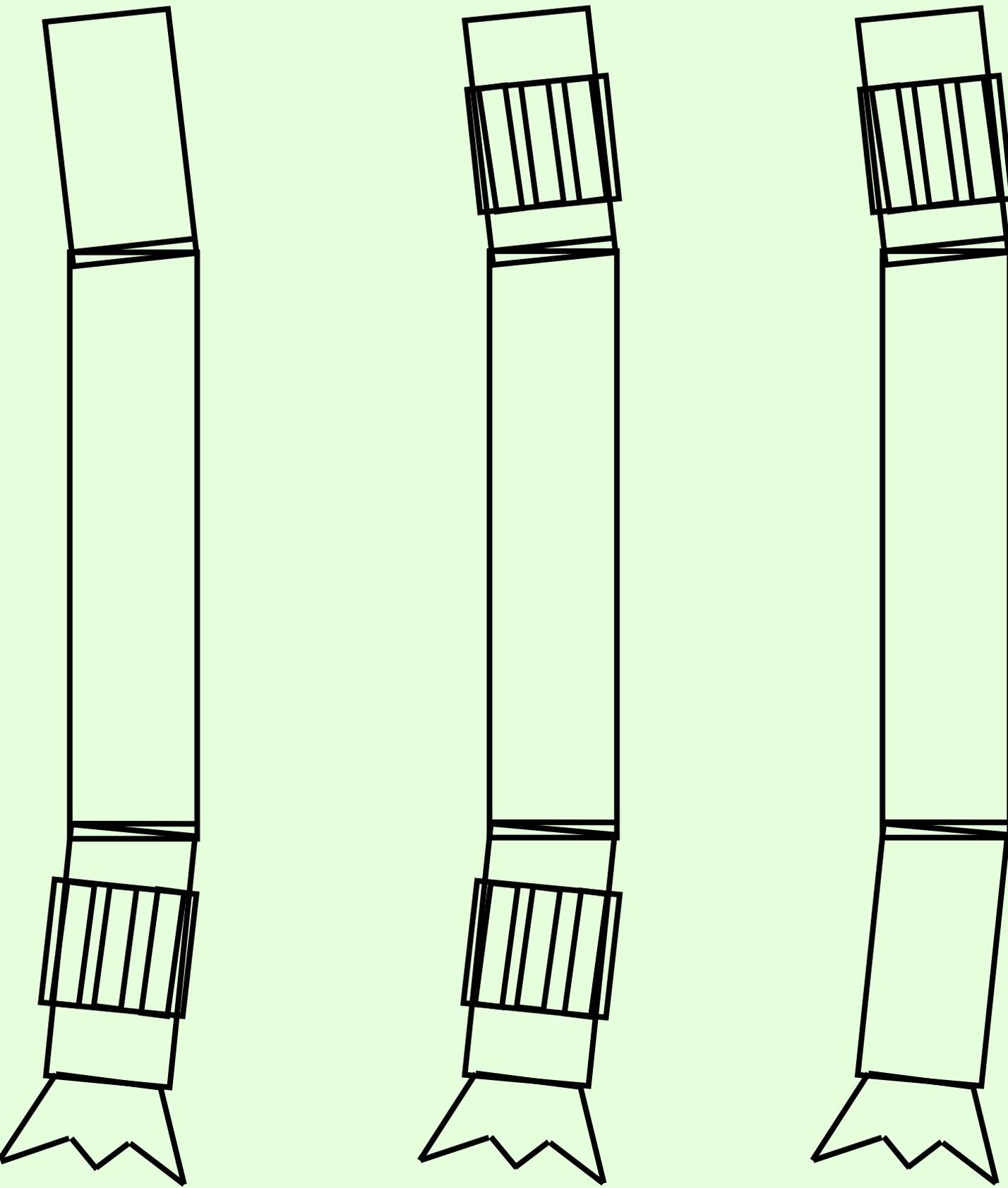


ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ С ДВУМЯ ПЕРЕКОСАМИ В КОМПОНОВКАХ ДЛЯ НАБОРА ПАРАМЕТРОВ КРИВИЗНЫ

а - забойные двигатели с двумя перекосами,
б и в - забойные двигатели с двумя перекосами и
накладками



г и е - забойные двигатели с двумя перекосами и одним центратором, д - забойные двигатели с двумя перекосами и двумя центраторами



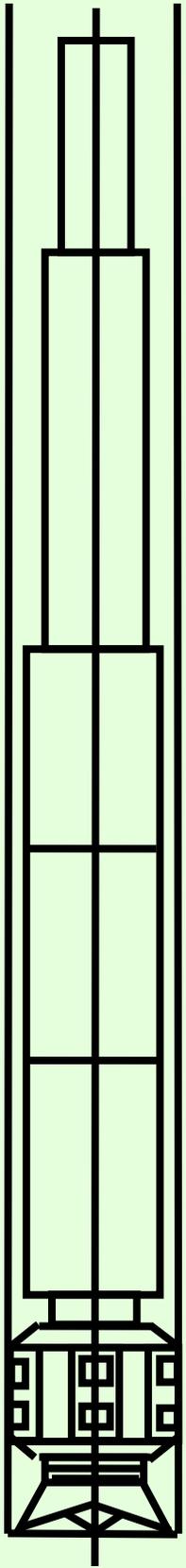
**КНБК для
стабилизации
параметров кривизны
(стабилизирующие)**

Стабилизирующие КНБК служат для стабилизации параметров кривизны наклонно-направленных скважин

Принцип действия основан на жестком центрировании оси компоновки по отношению к оси скважины.

СТАБИЛИЗИРУЮЩИЕ КОМПОНОВКИ

- 1 - долото, 2 - калибратор, 3 - секционный турбобур, 4 - центратор на шпинделе турбобура (СТК), 5 - надтурбинный центратор, 6 - УБТ, 7 - колонна труб



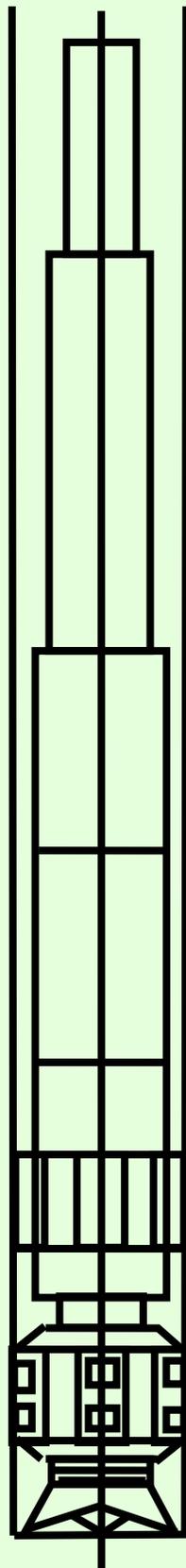
7

6

3

2

1



7

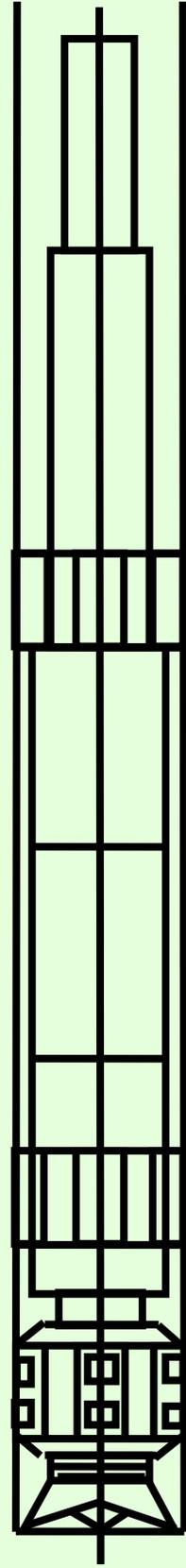
6

3

4

2

1



7

6

5

3

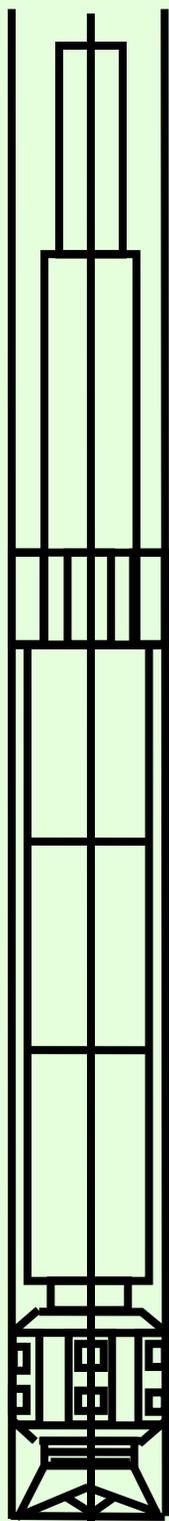
4

2

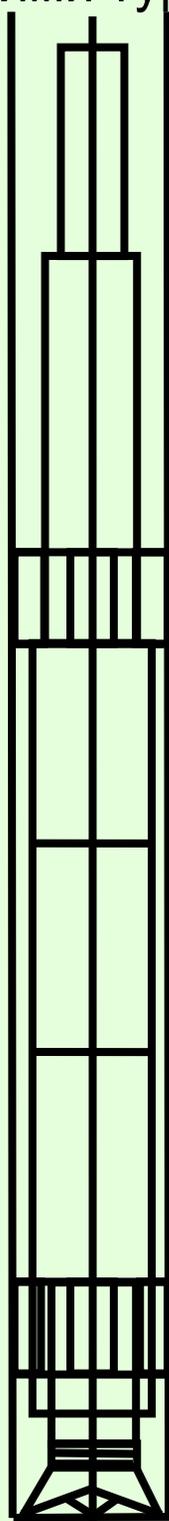
1

СТАБИЛИЗИРУЮЩИЕ КОМПОНОВКИ

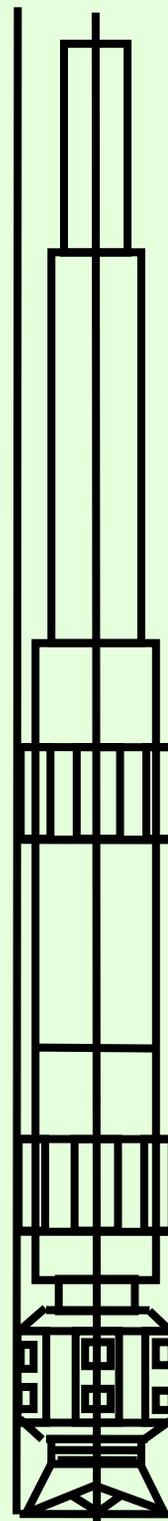
- 1 - долото, 2 - калибратор, 3 - секционный турбобур, 4 - центратор на шпинделе турбобура (СТК), 5 - надтурбинный центратор, 6 - УБТ, 7 - бурильные трубы, 8 - межсекционная вставка между 2-й и 3-й секциями турбобура



1
2
3
5
6
7



1
4
3
5
6
7



1
2
3
4
8
6
7

Размеры компоновок с центраторами для стабилизации зенитного угла (для условий Западной Сибири)

Диаметр, мм			Диаметр центратора, мм		Расстояние до центратора, мм	
долота	калибратора	турбобура	бурение до 1000 м	бурение ниже 1000 м	оптимальное	допустимое
190	190	172	186	184	1500	1200
190	190	172	188	186	1200	1000
215,9	215,9	172	210	208	1500	1200
215,9	215,9	172	212	210	1200	1000
215,9	215,9	172	214	212	1200	1000
215,9	215,9	195	212	210	1800	1500
215,9	215,9	195	214	212	1500	1200
295,3	295,3	240	280	275	3500	3000
295,3	295,3	240	285	280	2200	2000
295,3	295,3	240	290	285	2000	1500

Размеры компоновок с центраторами для стабилизации зенитного угла и азимута (для условий Западной Сибири)

Диаметр, мм			Диаметр центратора, мм		Расстояние до центратора, мм	
долота	калибратора	турбобура	первого	второго	до первого	до второго
215,9	215,9	195	212	210	1500	18000
295,3	295,3	240	280	270	3500	24000

Меняя расположение и диаметры центраторов на стабилизирующих компоновках, можно управлять траекторией ствола скважины. Размеры таких компоновок приведены

Размеры компоновок с центраторами для управления искривлением наклонных скважин (для условий Западной Сибири)

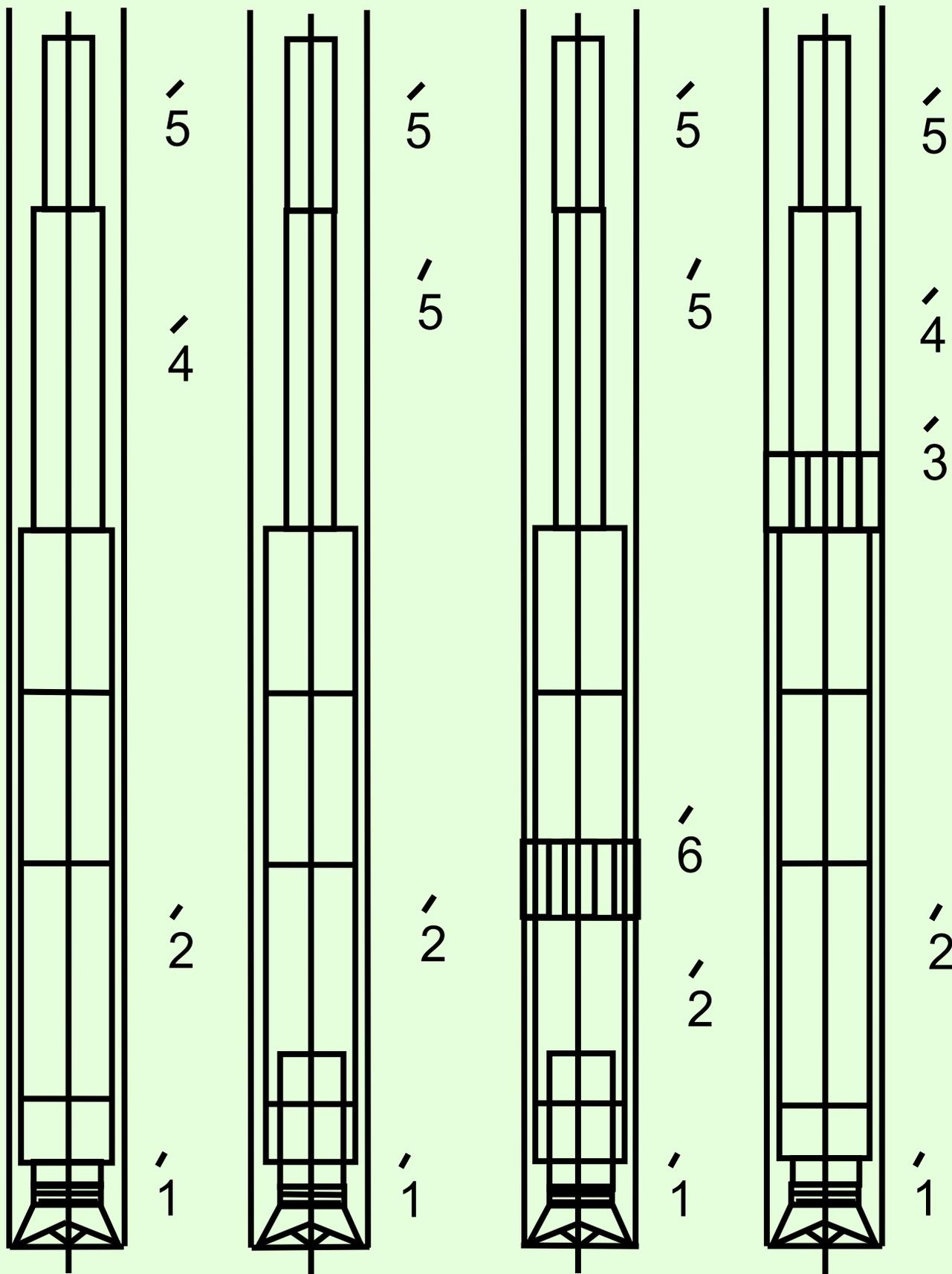
Диаметр, мм			Увеличение зенитного угла		Уменьшение зенитного угла	
долота	калибратора	турбобура	Диаметр центратора, мм	Расстояние до центратора, мм	Диаметр центратора, мм	Расстояние до центратора, мм
190	190	172	188	1200	184-186	8000
215,9	215,9	172	212	1500	210-212	9000
215,9	215,9	195	214	1500	210-212	12000
295,3	295,3	240	290	2000	270-280	16000

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

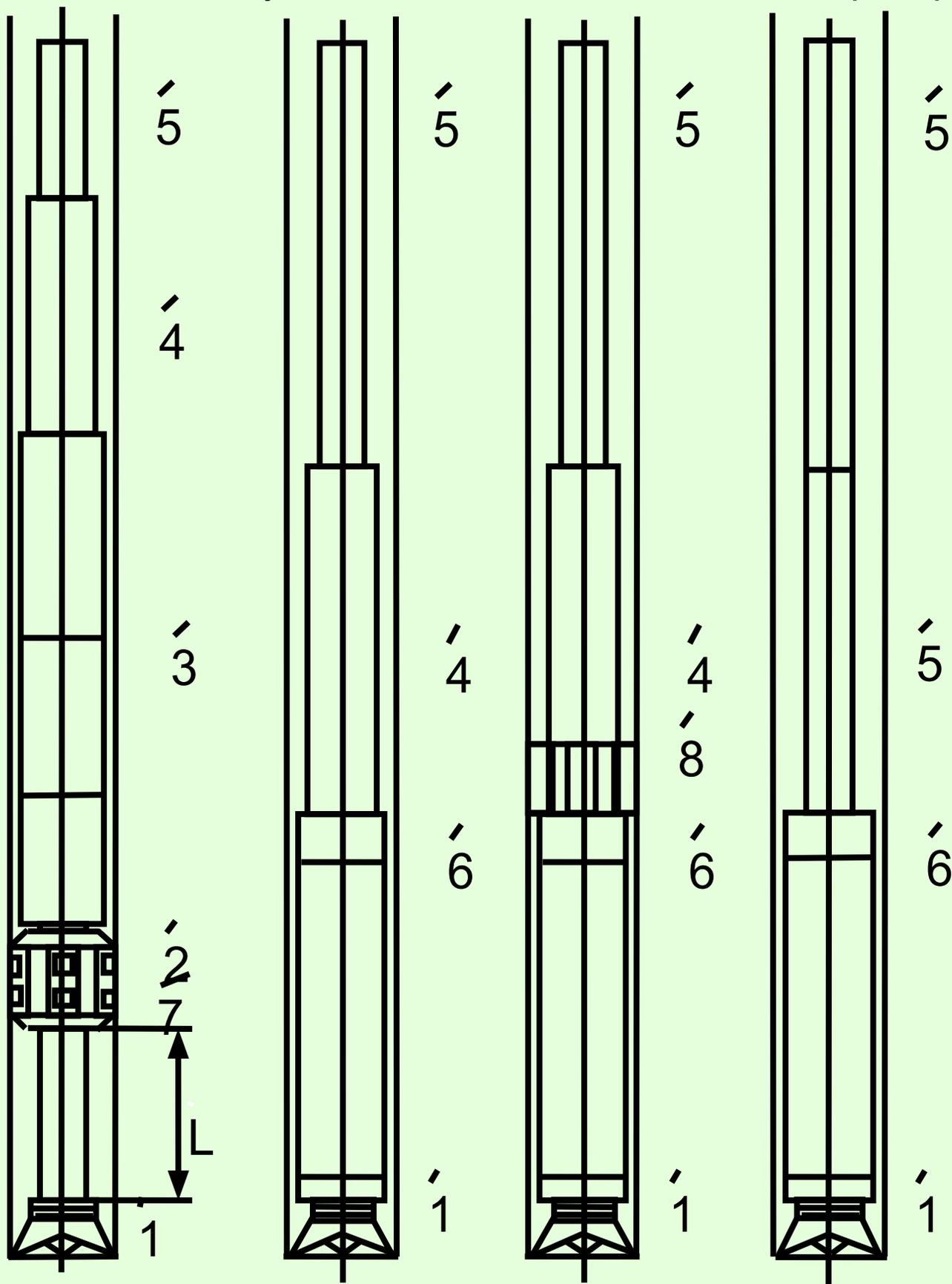
**КНБК для
естественного
изменения параметров
кривизны
(снижение зенитного
угла и изменение
азимута)**

действие которых основано на маятниковом эффекте

1 - долото, 2 - секционный турбобур, 3 - центратор, 4 - УБТ, 5 - бурильные трубы, 6 - межсекционная вставка между 1-й и 2-й секциями турбобура

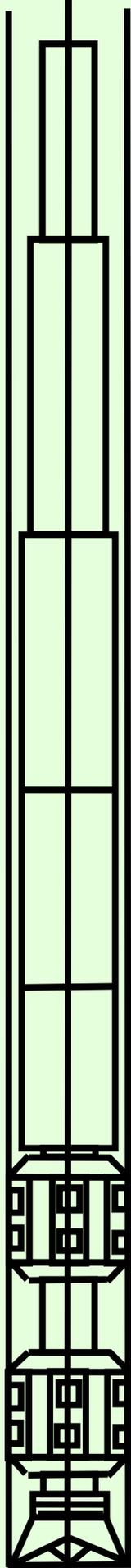


1 - долото, 2 - калибратор, 3 - секционный турбобур, 4 - УБТ, 5 - бурильные трубы, 6 - винтовой объемный двигатель, 7 - удлинитель L=10 - 12 м, 8 - центратор



**КНБК для
естественного
изменения параметров
кривизны
(увеличение зенитного
угла и изменение
азимута)**

- 1 - долото,
- 2 - калибратор,
- 3 - секционный турбобур,
- 4 - УБТ,
- 5 - бурильные трубы,
- 6 - удлинитель
 $L=10 - 12$ м



5

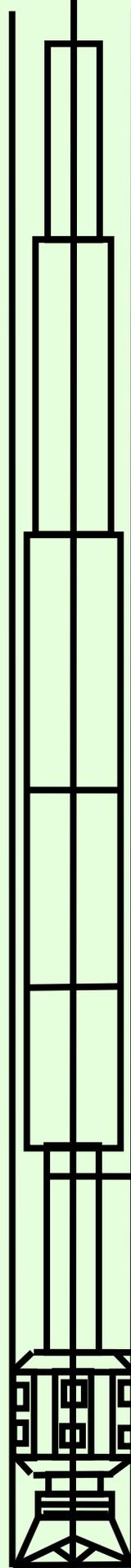
4

3

2

2

1



5

4

3

6

L

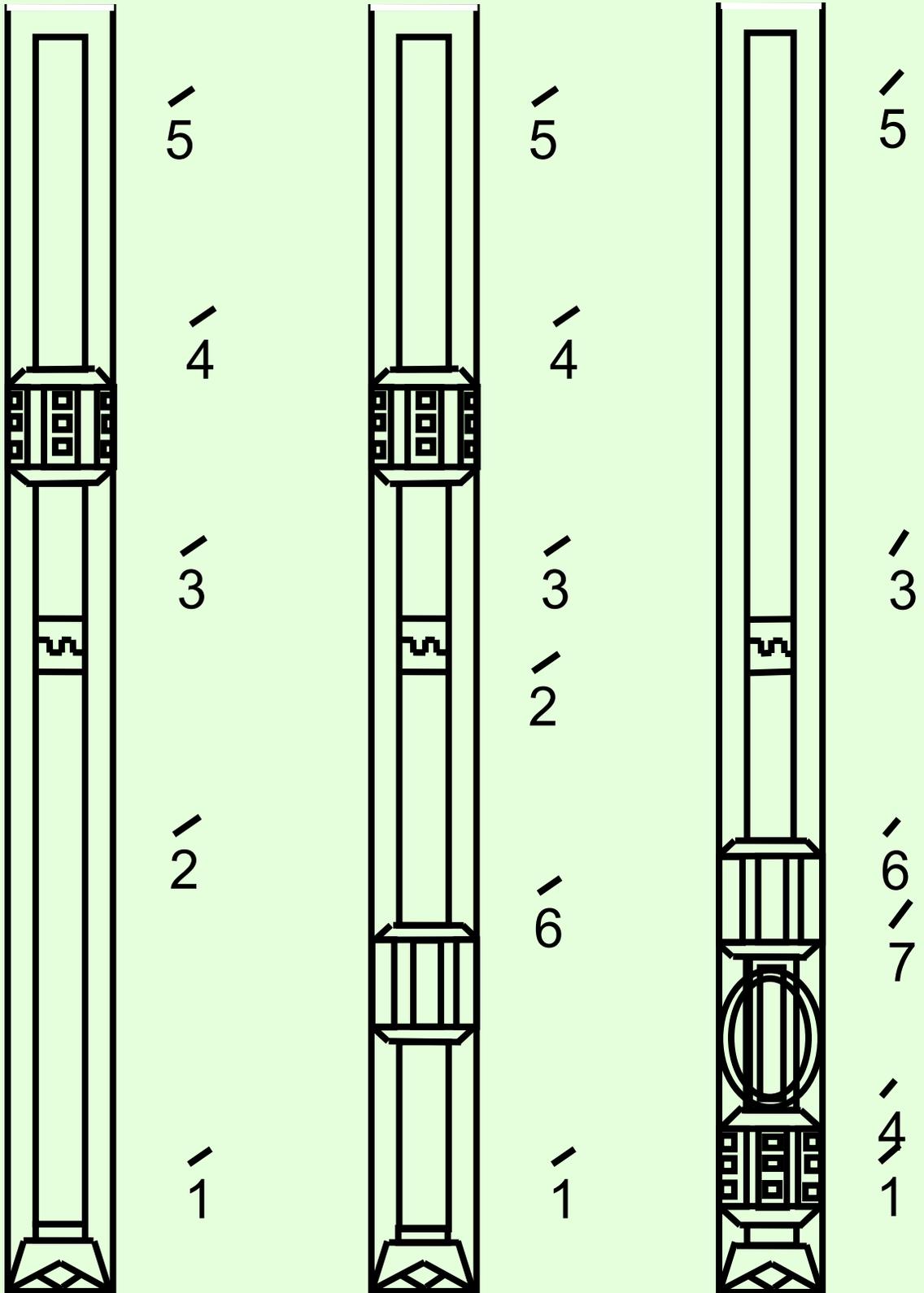
2

1

**Шарнирные
КОМПОНОВКИ
(НПК ТОБУС)**

Роторные шарнирные компоновки

1 - долото, 2 - направляющая штанга, 3 - шарнирная муфта, 4 - калибратор, 5 - бурильные трубы, 6 и 8 - центратор, 7 - упругий центратор



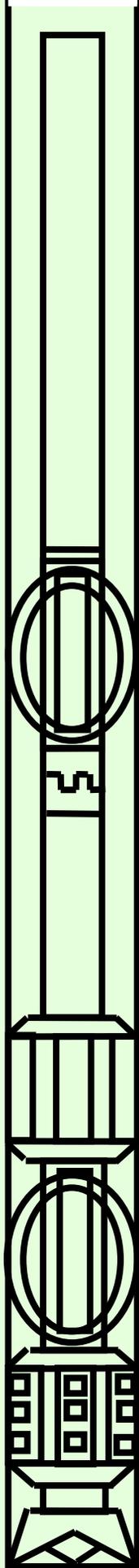
а - уменьшает зенитный угол; б - существенно ограничивает интенсивность естественного искривления скважин; в - увеличивает зенитный угол предварительно искривленных скважин

РОТОРНЫЕ ШАРНИРНЫЕ КОМПОНОВКИ

- 1 - долото,
- 2 - направляющая штанга,
- 3 - шарнирная муфта,
- 4 - калибратор,
- 5 - бурильные трубы,
- 6 и 8 - центраторы,
- 7 - упругий центратор,
- 9 – расширитель,
- 10 - децентратор,
- 11 - УБТ

а - стабилизирует параметры кривизны наклонных и горизонтальных скважин

б - роторный отклонитель (РО)- обеспечивает искривление скважин с заданной интенсивностью



5

7

3

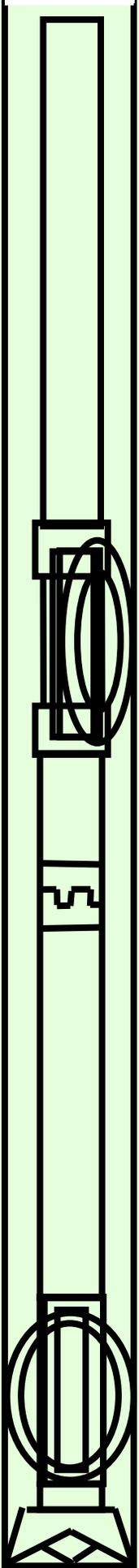
2

6

7

4

1



5

10

3

2

7

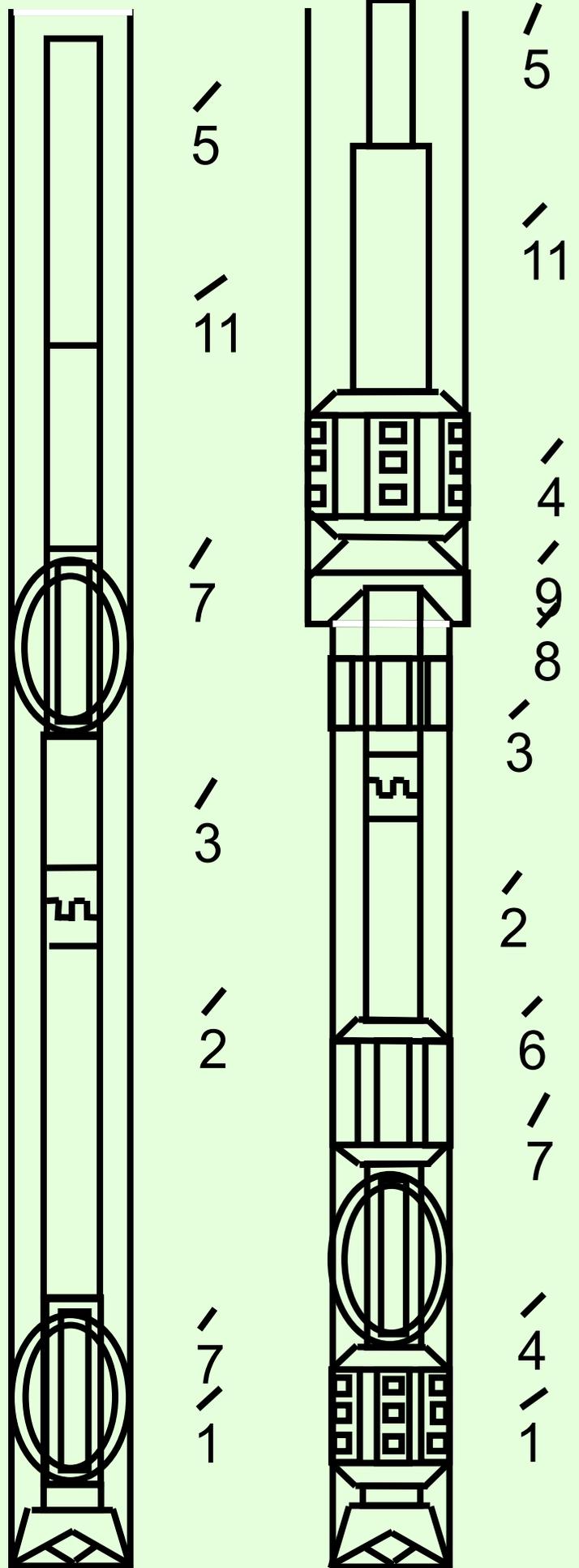
1

РОТОРНЫЕ ШАРНИРНЫЕ КОМПОНОВКИ

- 1 - долото,
- 2 - направляющая штанга,
- 3 - шарнирная муфта,
- 4 - калибратор,
- 5 - бурильные трубы,
- 6 и 8 - центраторы,
- 7 - упругий центратор,
- 9 – расширитель,
- 10 - децентратор,
- 11 - УБТ

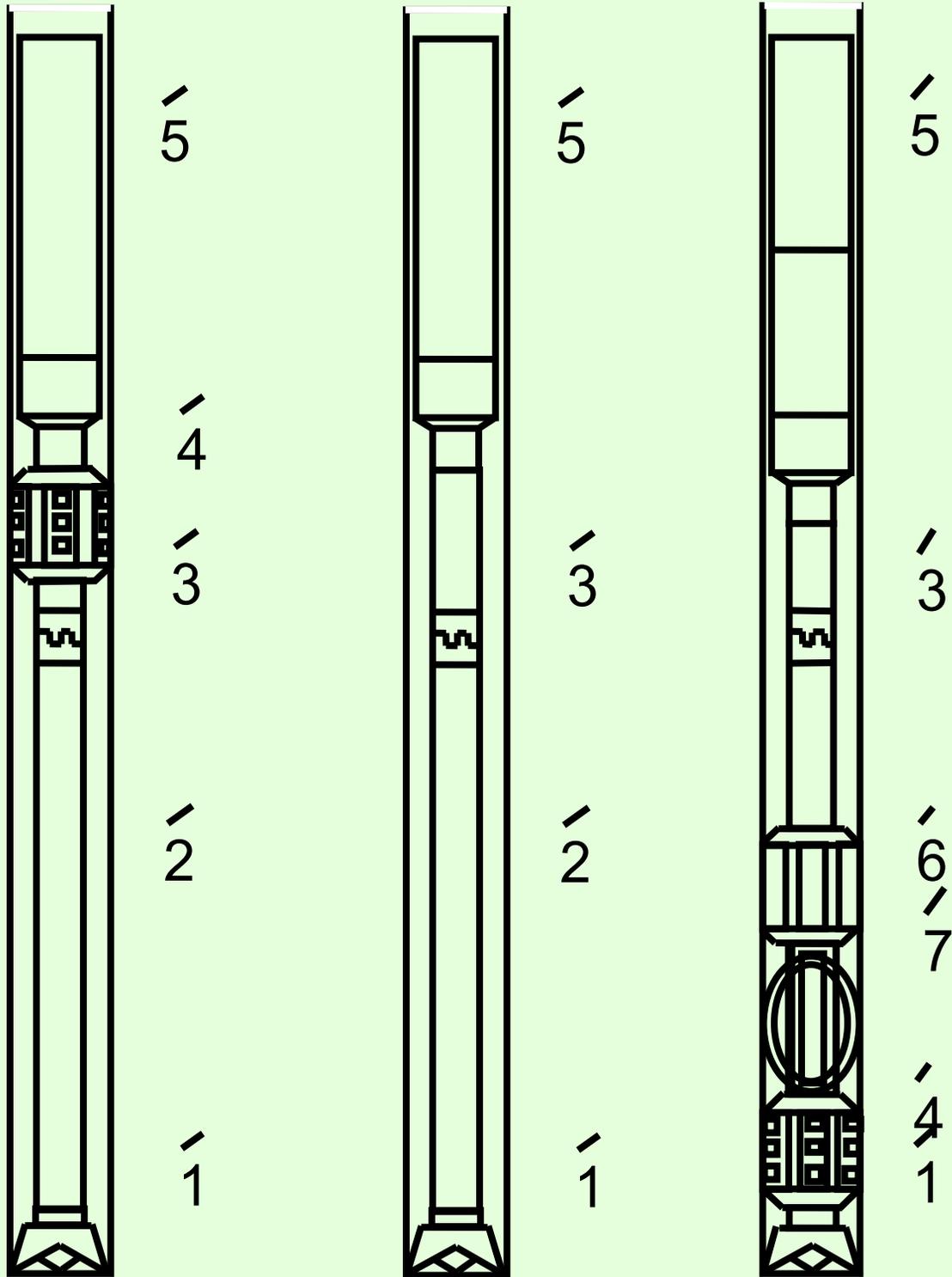
а - СГР - стабилизирует
параметры кривизны
наклонных и
горизонтальных скважин

б - обеспечивает
возможность проходки
вертикальных скважин
большого диаметра в
наклонно-залегающих
породах при повышенных
осевых нагрузках и
скоростях бурения



Турбинные шарнирные компоновки (ТШК)

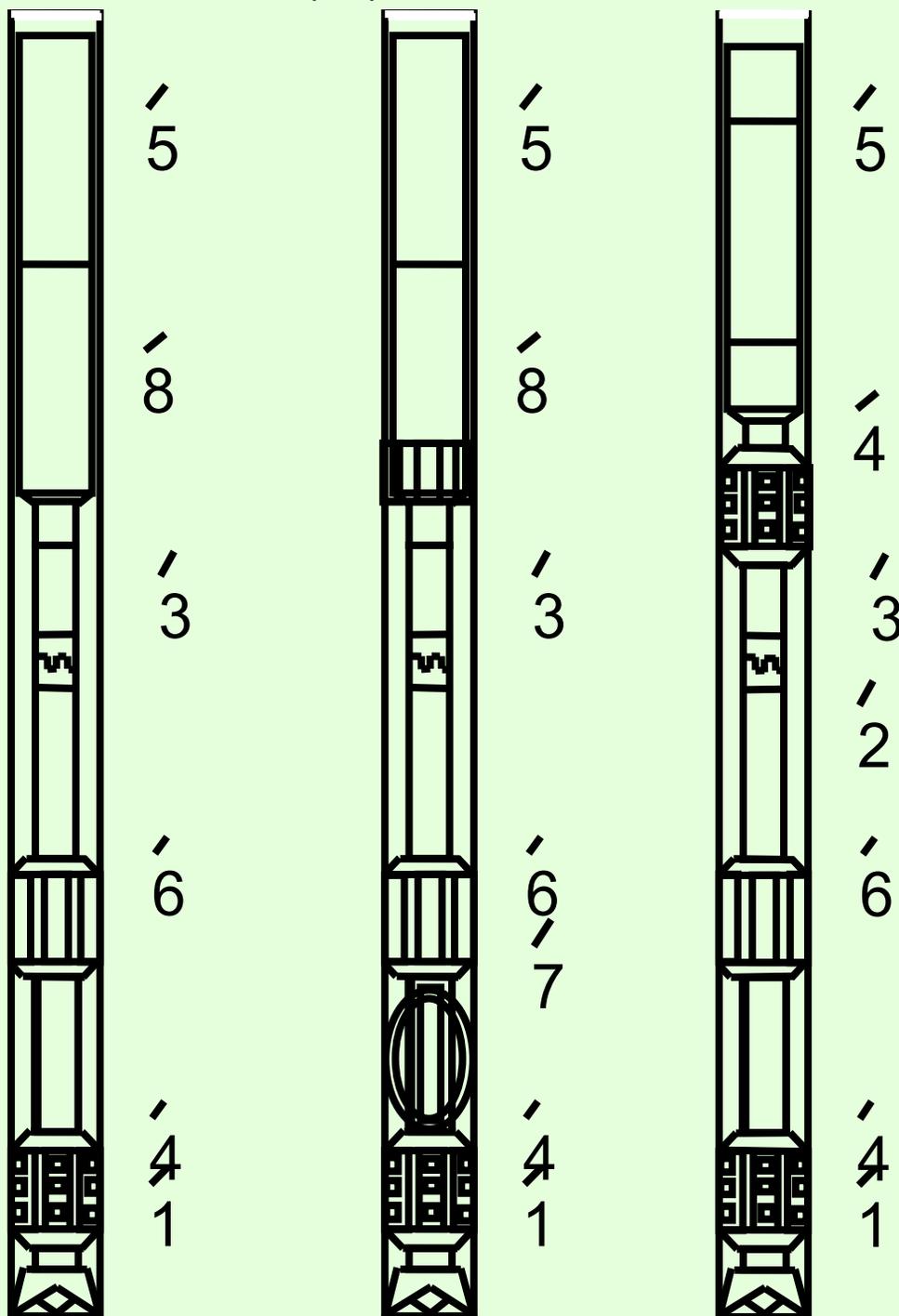
1 - долото, 2 - направляющая штанга, 3 - шарнирная муфта, 4 - калибратор, 5 - турбобур, 6 - центратор, 7 - упругий центратор, 8 - ребристый ниппель



1 и 2 - Уменьшение зенитного угла. Тип 1 для интенсивного уменьшения зенитного угла, тип 2 - для малоинтенсивного уменьшения зенитного угла и изменения азимута влево; 3 - Увеличение (изменение вправо) азимутального угла и увеличение зенитного угла.

Турбинные шарнирные компоновки (ТШК)

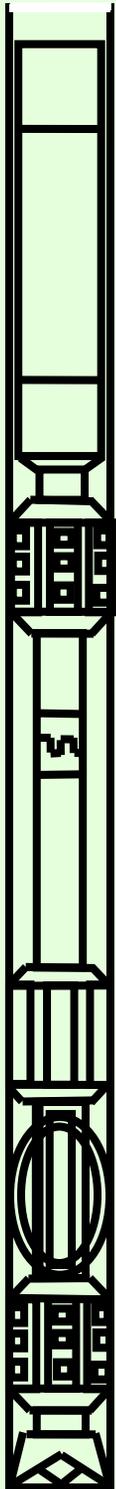
1 - долото, 2 - направляющая штанга, 3 - шарнирная муфта, 4 - калибратор, 5 - турбобур, 6 - центратор (опорный элемент), 7 - упругий центратор, 8 - ребристый ниппель



1 - Увеличение (изменение вправо) азимутального угла и малоинтенсивное увеличение зенитного угла в устойчивых горных породах с диаметром ствола скважины равным номинальному. 2 - Обеспечивает возможность управления азимутальным искривлением скважин за счет вращения инструмента ротором буровой установки вправо или реактивным моментом турбобура влево. 3 - Малоинтенсивное увеличение до заданного значения зенитного угла и малоинтенсивное изменение азимута вправо в устойчивых горных породах.

Турбинные шарнирные компоновки (ТШК)

1 - долото, 2 - направляющая штанга, 3 - шарнирная муфта, 4 - калибратор, 5 - турбобур, 6 - центратор (опорный элемент), 7 - упругий центратор, 8 - ребристый ниппель (СТК)



5

4

3

2

6

7

4

1



5

7

8

3

6

7

4

1



5

4

3

6

3

7

4

1

1 - Малоинтенсивное увеличение до заданного значения зенитного угла и малоинтенсивное изменение азимута вправо в устойчивых горных породах. 2 - Обеспечивает возможность управления азимутальным искривлением скважин за счет вращения инструмента ротором буровой установки вправо или реактивным моментом турбобура влево, а также позволяет стабилизировать направление бурения наклонных участков скважин. 3 - Путем выбора размера калибратора позволяет изменять азимут влево.

**КНБК для бурения
горизонтальных
скважин**

Для набора параметров кривизны и их стабилизации до кровли продуктивного пласта в горизонтальных скважинах используются в основном стандартные

КОМПОНОВКИ

(см. выше), а также ряд специальных:

КГБ - комплекс для горизонтального бурения.

Разработан в НПК ТОБУС. Включает в себя:

Отклонитель (см. далее).

Применяется в интервалах набора зенитного угла и корректировки азимута. Исключается влияние реактивного момента на угол установки децентратора при искривлении скважины.

Стабилизатор (см. далее).

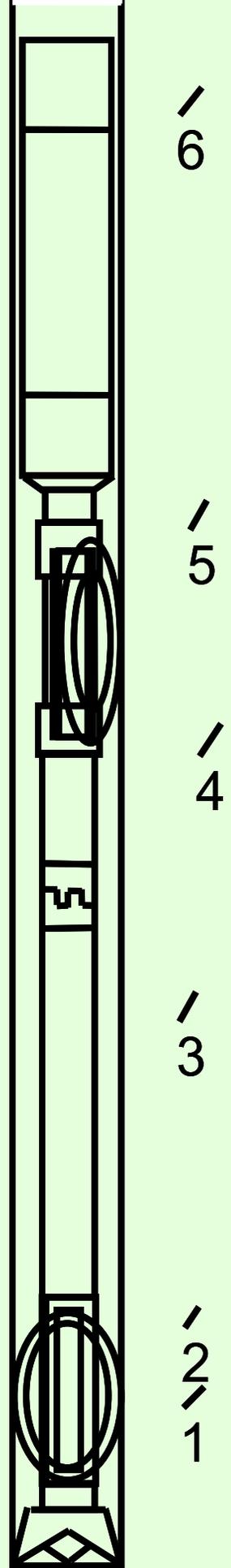
Применяется для проводки прямолинейных участков

Характеристика комплексов КГБ

Условное обозначение	Диаметр долота, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Мин. радиус искривления, м	Интенсивность искривления, гр./10 м
КГБ-295/240	295,3	240	122	4,7
КГБ-215/172	215,9	172	80	7,16
КГБ-190/145	190,5	145	63	9,1
КГБ-151/127	151	127	113	5,07
КГБ-151/105	151	105	60	9,55
КГБ-146/105	146	105	65	8,82
КГБ-139/105	139,7	105	68	8,43
КГБ-120/105	120,6	105	116	4,94
КГБ-120/95	120,6	95	70	8,19

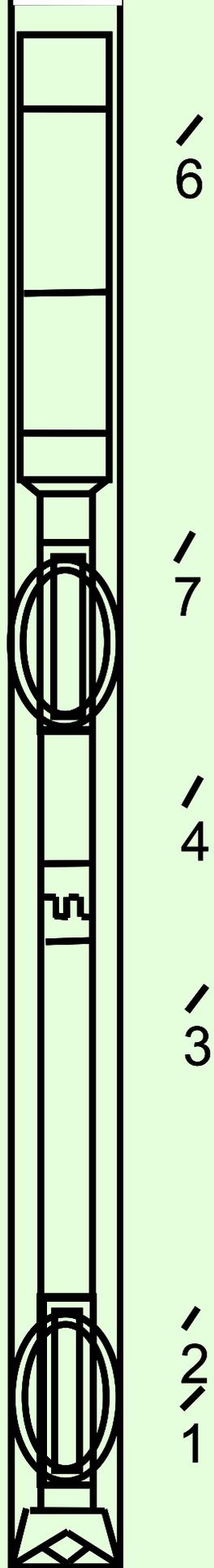
ОТКЛОНИТЕЛЬ (КГБ)

- 1 - долото,
- 2 - центратор упругий ЦУ,
- 3 - удлинитель,
- 4 - муфта шарнирная,
- 5 - децентратор забойного двигателя ДЗД,
- 6 - забойный двигатель,
- 7 - центратор забойного двигателя



СТАБИЛИЗАТОР (КГБ)

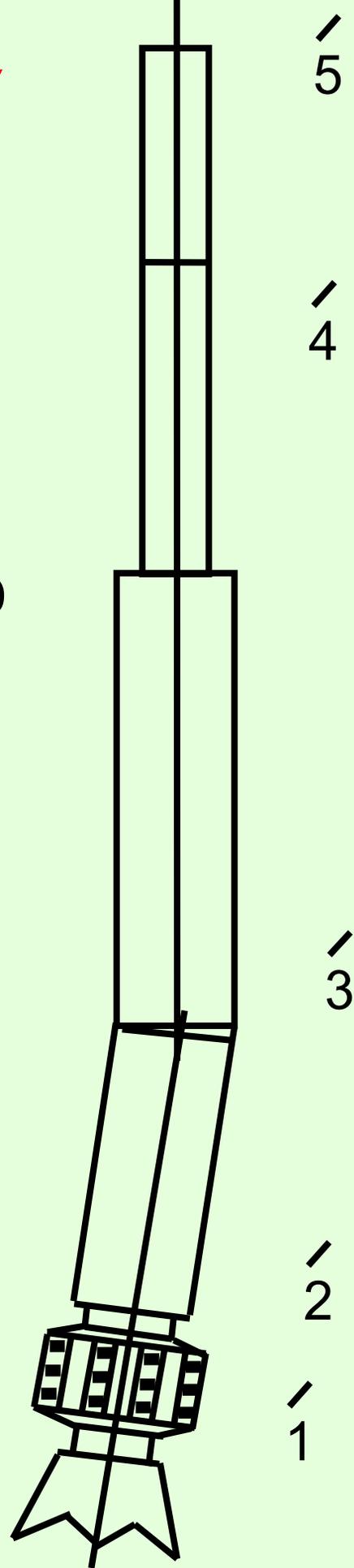
- 1 - долото,
- 2 - центратор упругий ЦУ,
- 3 - удлинитель,
- 4 - муфта шарнирная,
- 5 - децентратор
забойного двигателя ДЗД,
- 6 - забойный двигатель,
- 7 - центратор забойного
двигателя



Компоновка с винтовым забойным двигателем с регулятором угла ДРУ

215,9 МСГНУ,
калибратор \varnothing 215,
ВЗД типа ДРУ-172 -
ИНТЕНСИВНОСТЬ
изменения зенитного
угла 0° - $3^{\circ}00'$ / 10
метров

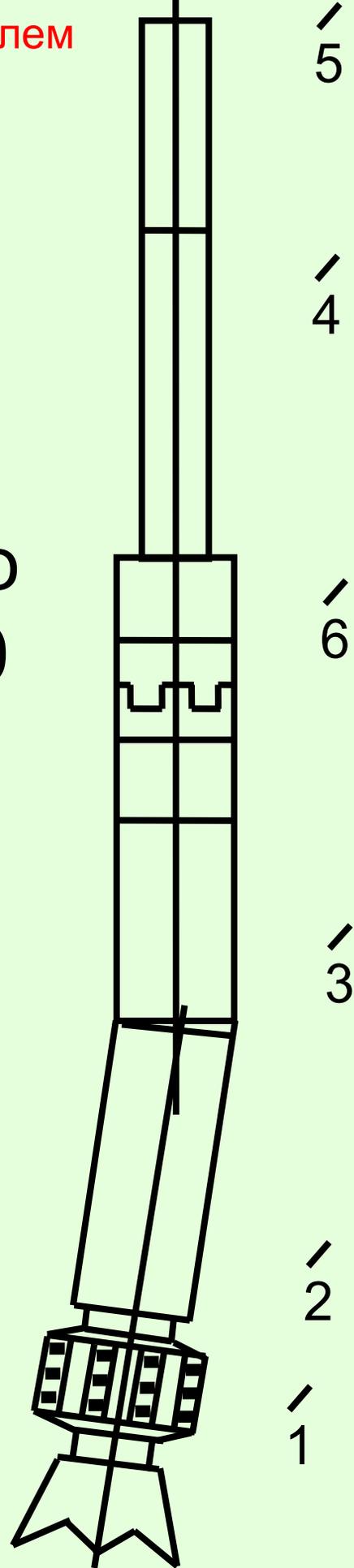
- 1 – долото;
- 2 – калибратор;
- 3 – отклонитель;
- 4 – телесистема;
- 5 – бурильные
трубы



Компоновка с шарнирным отклонителем
ОШ

215,9 МСГНУ,
калибратор \varnothing 215,
ОШ-172 -
ИНТЕНСИВНОСТЬ
изменения зенитного
угла $3^{\circ}00' - 10^{\circ}00' / 10$
метров

- 1 – долото;
- 2 – калибратор;
- 3 – отклонитель;
- 4 – телесистема;
- 5 – бурильные
трубы;
- 6 – муфта
шарнирная



Забойная Телеметрическая Система с

электромагнитным/гидравлическим каналом связи (ЗТС/ЗТСГ) предназначена для обеспечения проводки и оперативного управления бурением наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов.

Применение ЗТС позволяет проводить измерения навигационных и геофизических параметров в процессе бурения, «в статике» без циркуляции бурового раствора, вести запись информации при подъеме инструмента.

Измеряемые параметры

- Зенитный угол
- Азимутальный угол
- Положение отклонителя
- Каротаж сопротивления КС (для ЗТС с электромагнитным каналом связи)
- Каротаж самопроизвольной поляризации ПС (для ЗТС с электромагнитным каналом связи)
- Виброкаротаж
- Температура на забое
- Обороты вращения генератора

Обновление данных с забоя происходит не чаще одного раза в 30 секунд.



ЗТС с электромагнитным каналом связи устанавливается над забойным двигателем, состоит из забойной части (прибор электронный, генератор, удлинитель, электрический разделитель) и наземной аппаратуры (антенна, приемное устройство, ПК).

ЗТС с гидравлическим каналом связи включает забойную часть

(прибор скважинный, генератор, удлинитель, силовой корпус, пульсатор)

и наземную аппаратуру (датчик давления на манифольде, приемное устройство, ПК).

В процессе бурения скважинный прибор производит измерения навигационных и геофизических параметров и передает кодированный электрический сигнал, содержащий полученную информацию в окружающую породу. В случае ЗТС с гидроканалом скважинный прибор производит измерения и с помощью пульсатора формирует импульсы давления, которые распространяются по стволу жидкости в буровом инструменте и принимаются датчиком давления на манифольде.

Сигнал, принятый антенной на поверхности Земли, а в случае гидроканала датчиком давления на манифольде, поступает на приемное устройство, где происходит его усиление, фильтрация и декодирование.

Затем информация поступает на компьютер Оператора и сохраняется в памяти в любом удобном для потребителя формате.

Программное обеспечение телесистемы позволяет производить обмен информацией, редактирование, привязку данных измерений к глубине, визуализацию информации на экране монитора в цифровом и графическом виде.

ЗТС с электромагнитным каналом связи

ЗТС с электромагнитным каналом связи

Кожух генератора

Генератор

Центратор верхний

Прибор электронный
Разделитель электрический

Модуль излучателя

Модуль центрального процессора

Модуль электропитания

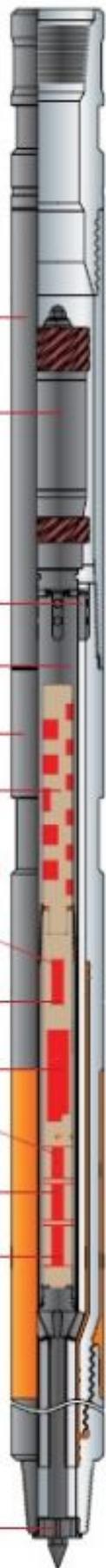
Модуль резервного электропитания

Модуль КС и ПС

Модуль виброкаротажа

Модуль инклинометрический

Центратор нижний





ЗТС Г с гидравлическим каналом связи

Особенности и преимущества

- Унифицированная конструкция позволяет, меняя силовые корпуса, работать во всех диаметрах от 90 до 240 мм.
- Небольшая длина и гибкость конструкции позволяет проводить скважины с большой интенсивностью искривления ствола (до $1^\circ/\text{м}$) и снизить прихватопасность КНБК.
- Измерение навигационных и геофизических параметров возможно как в процессе бурения, так и в «статике» без циркуляции бурового раствора.
- Возможно управление форматом измерения и передачи информации с поверхности, без подъема телесистемы из скважины.
- Измерение и запись информации в «память» при подъеме инструмента.
- Телесистемы могут работать при гидростатическом давлении до 100 МПа, температуре окружающей среды до 125°C , в широком диапазоне расходов бурового раствора.
- Телесистемы могут использоваться при бурении скважин на депрессии с использованием азрированных буровых растворов, газа, воздуха.
- Возможно использование гидроканала для передачи информации, для чего достаточно провести небольшую доработку пульсатора любой из использующихся в настоящее время телеметрических систем.

Варианты КНБК при бурении горизонтальных и пологих скважин с большим отклонением ствола скважины от вертикали

ИНТЕРВАЛ НАБОРА ПАРАМЕТРОВ КРИВИЗНЫ

Долото \varnothing 393,7 мм, Т12РТ (1ТСШ-240), кривой переводник ($\alpha_{\text{кп}} = 3^{\circ}00' \dots 4^{\circ}00'$), телесистема ЗИС-4 (СТТ-190 или 195), УБТ \varnothing 203 (178) мм длиной 24 - 36 м, СБТ

Долото \varnothing 295,3 мм, КС (КЛС) \varnothing 295,3 мм, ТО2-240 ($\alpha_{\text{кп}} = 0^{\circ}30' \dots 1^{\circ}30'$), телесистема ЗИС-4 (СТТ-190 или 195), УБТ \varnothing 203 (178) мм длиной 12 - 24 м, СБТ

Долото \varnothing 295,3 мм, Т12РТ (1ТСШ-240), кривой переводник ($\alpha_{\text{кп}} = 2^{\circ}00' \dots 3^{\circ}30'$), телесистема ЗИС-4 (СТТ-190 или 195), УБТ \varnothing 203 (178) мм длиной 12 - 24 м, СБТ

Долото \varnothing 215,9 мм, КЛС \varnothing 214-215 мм, ТО-195 (А7ПЗ 1 секция + ШО-195) с углом перекоса $\alpha_{\text{кп}} = 0^{\circ}30' \dots 1^{\circ}30'$, ЗИС-4М (СТТ-195 или 190), УБТ-178 длиной 12 - 24 м, СБТ

При большой глубине скважины (более 1800 м) вместо ТО-195 (А7ПЗ 1 секция + ШО-195) может использоваться ДРУ-195, ДРУ-172, УДГС-172, ДШО-195, ШО195 + ТНВ-195

Долото \varnothing 215,9 мм, КЛС \varnothing 214-215 мм, ТО-195 (А7ПЗ 1 секция+ШО-195) с углом перекоса $\alpha_{\text{кп}} = 0^{\circ}30' \dots 1^{\circ}30'$, УОО ЛБТ-147 длиной 24-36 м, СБТ

При бурении под кондуктор в разрезе с большим содержанием песка использование телесистем нежелательно, т. к. система очистки при больших подачах насоса (до 64 л/с) как правило не обеспечивает достаточную очистку бурового раствора, что приводит к преждевременному износу телесистемы.

При отсутствии телесистемы в КНБК над кривым переводником устанавливается устройство для ориентирования отклонителя (УОО) или переводник с магнитной втулкой, ЛБТ длиной 24-36 м, СБТ.

Варианты КНБК при бурении горизонтальных и пологих скважин с большим отклонением ствола скважины от вертикали

ИНТЕРВАЛ СТАБИЛИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ КРИВИЗНЫ

Долото \varnothing 393,7 мм, калибратор КЛС \varnothing 393,7 мм, 2ТСШ-240 (3ТСШ-240) или А9ГТШ, два центратора на корпусе забойного двигателя: 1-й центратор \varnothing 380 - 384 мм устанавливается на расстоянии 3,5-3,8 м от режущей кромки долота, 2-й центратор \varnothing 374 - 378 мм устанавливается на расстоянии 12-16 м от первого центратора (при использовании 2ТСШ-240 2-й центратор устанавливается на верхнем конце забойного двигателя), ЗИС-4М (СТТ-195 или 190), УБТ-203 длиной 24-36 м, СБТ

Долото \varnothing 295,3 мм, калибратор КЛС \varnothing 295,3 мм, 2ТСШ-240 (3ТСШ-240), два центратора на корпусе забойного двигателя: 1-й центратор \varnothing 280 - 282 мм устанавливается на расстоянии 3,0-3,5 м от режущей кромки долота, 2-й центратор \varnothing 274 - 276 мм устанавливается на расстоянии 12-14 м от первого центратора (при использовании 2ТСШ-240 2-й центратор устанавливается на верхнем конце забойного двигателя), ЗИС-4М (СТТ-195 или 190), УБТ-203 (178) длиной 12-24 м, СБТ

Долото \varnothing 215,9 мм, калибратор КЛС \varnothing 215,9 мм, ГЗД-195 (172), ЗИС-4М (СТТ-172), УБТ-178 (146) длиной 24-36 м, СБТ

При отсутствии телесистемы над УБТ устанавливается 24-36 м ЛБТ. Телесистема может устанавливаться как под УБТ, так и над УБТ.