

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **040267**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.05.16

(21) Номер заявки
202191723

(22) Дата подачи заявки
2021.07.05

(51) Int. Cl. *E21B 43/112* (2006.01)
E21B 43/114 (2006.01)
E21B 43/25 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ И ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
КАРБОНАТНО-ТЕРРИГЕНОВОГО ПЛАСТА ЗА ОДНУ СПУСКОПОДЪЕМНУЮ
ОПЕРАЦИЮ**

(43) **2022.05.13**

(96) **2021000069 (RU) 2021.07.05**

(71)(72)(73) Заявитель, изобретатель и
патентовладелец:

**ХАКИМОВА ЖАННА
ГЕРМАНОВНА (RU)**

(56) RU-C1-2656255
RU-C1-2612702
RU-C1-2451160
US-B2-7073587

(74) Представитель:
Голубева Л.П. (RU)

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, к области эксплуатации скважин, а именно к способам вторичного вскрытия и обработки призабойной зоны карбонатно-терригеновых пластов. Способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны карбонатно-терригенового пласта за одну спускоподъемную операцию включает спуск колонны насосно-компрессорных труб (1) (НКТ) в эксплуатационную колонну (2) с компоновкой в виде прокалывающего перфоратора с пробойниками с гидромониторными каналами, представляющего собой гидромеханическое прокалывающее устройство (5) (ГМПУ), перед которым устанавливают осевой пакер (6). В НКТ (1) последовательно закачивают расчетные объемы воды и глиноукислоты и производят вскрытие эксплуатационной колонны (1) путем прокалывания перфорационных отверстий подачей в ГМПУ (5) под давлением рабочей жидкости. Не вынимая пробойников ГМПУ (5), через его гидромониторные каналы производят размыв каверн подачей сначала воды, а затем глиноукислоты. Размыв каверн ведут через перфорационные отверстия эксплуатационной колонны (2) рабочей жидкостью, закаченной в НКТ с возможностью циркуляции и выхода продуктов размыва каверн на поверхность. Потом активируют циркуляционный клапан (4), доспускают колонну НКТ до положения циркуляционного клапана (4) в начале продуктивного пласта для осуществления закачки глиноукислоты снизу вверх. Проводят посадку осевого пакера (6), при открытой затрубной задвижке на устье скважины закачивают в колонну НКТ расчетное количество раствора глиноукислоты, затем закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор глиноукислоты технологической жидкостью по колонне НКТ через отверстия циркуляционного клапана (4), через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне (2) и через размывы каверн в призабойную зону продуктивного пласта, после чего производят освоение скважины свабированием с использованием свабного ограничителя (3). Технический результат - освоение скважины за одну спускоподъемную операцию.

B1**040267****040267****B1**

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, к области эксплуатации скважин, а именно к способам вторичного вскрытия и обработки призабойной зоны карбонатно-терригенных пластов.

Известны способы перфорации скважин с использованием гидромеханических перфораторов многогоразового использования, которые устанавливаются в скважине на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). Они могут иметь различные типы и формы рабочих органов с гидромониторными каналами и насадками, которые обеспечивают гидродинамический размыв каверн в заколонном пространстве скважины высокоскоростными струями рабочей жидкости, описанные в патентах: RU № 2403380, опубл. 10.11.2010 г., патент RU № 2247226, опубл. 27.02.2005 г.

Общими недостатками способов с использованием указанных устройств являются

ухудшение фильтрационных свойств пласта, так как при размыве каверн частицы цементного камня и горной породы (кольматант) устремляются вглубь пласта и забивают флюидопроводящие каналы;

недостаточная эффективность обработки призабойной зоны пласта, так как после образования каверн не проводится кислотная обработка размытых каверн через гидромониторные каналы перфоратора.

Известен способ гидромеханической перфорации скважин на депрессии (патент RU № 2612702, опубл. 13.03.2017 г.), при котором осуществляют спуск в эксплуатационную колонну закрепленных на колонне НКТ струйного насоса, пакера и гидромеханического прокалывающего перфоратора, устанавливают пакер в эксплуатационной колонне с последующим вскрытием эксплуатационной колонны путем подачи в перфоратор под давлением рабочей жидкости с формированием перфорационных отверстий пробойниками перфоратора, осуществляют размыв каверн путем подачи рабочей жидкости в сформированные перфорационные отверстия через гидромониторные каналы пробойников перфоратора, извлекают кольматант из призабойной зоны пласта (ПЗП) путем создания депрессии струйным насосом в подпакерном пространстве. Вскрытие эксплуатационной колонны осуществляют в два этапа, при этом на первом этапе осуществляют формирование технологических перфорационных отверстий без размыва каверн, затем на втором этапе осуществляют формирование перфорационных отверстий, через которые производят размыв каверн, одновременно с которым осуществляют создание депрессии струйным насосом в подпакерном пространстве и извлечение кольматанта через технологические перфорационные отверстия. Недостатками данного способа являются

низкая эффективность обработки ПЗП, обусловленная тем, что после размыва каверн не производится обработка породы в ПЗП через эти каверны. Это не позволяет интенсифицировать приток продукции из флюидопроводящих каналов пласта через каверны в скважину;

низкое качество очистки ПЗП, т.е. лишь частичное извлечение кольматанта через перфорационные отверстия эксплуатационной колонны скважины после прокола и размыва каверн с использованием струйного насоса без ОПЗ скважины;

низкая надежность реализации способа, связанная с возможной негерметичной посадкой пакера или потерей герметичности пакера в процессе реализации способа;

высокие материальные затраты на реализацию способа: необходимо дополнительно использовать пакер и струйный насос.

Наиболее близким техническим решением, выбранным заявителем в качестве прототипа, является способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны карбонатного пласта, включающий спуск колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) с гидромеханическим прокалывающим перфоратором на нижнем конце в эксплуатационную колонну, вскрытие эксплуатационной колонны путем подачи в перфоратор под давлением рабочей жидкости с прокалыванием пробойниками перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне, размыв каверн путем подачи рабочей жидкости в сформированные перфорационные отверстия эксплуатационной колонны через гидромониторные каналы пробойников перфоратора, отличающийся тем, что на устье скважины на нижний конец колонны НКТ снизу вверх собирают компоновку: гидромеханический прокалывающий перфоратор, циркуляционный клапан и свабный ограничитель, спускают компоновку на колонне НКТ в эксплуатационную колонну так, чтобы пробойники перфоратора находились на 0,2 м выше подошвы продуктивного пласта, затем производят ступенчатую прокалывающую гидромеханическую перфорацию (ПГМП) с намывом каверн снизу вверх в продуктивном пласте с шагом 0,2 м, при этом на каждой ступени в колонне НКТ и перфораторе ступенчато создают давление 5,0-8,0-10,0-12,0 МПа с выдержкой 10 с при достижении каждого значения, при этом пробойники перфоратора прокалывают два симметричных отверстия в эксплуатационной колонне, расположенных под углом 180° в интервале продуктивного пласта, затем, не извлекая пробойники перфоратора из перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне, доводят давление закачки до 15,0 МПа и через гидромониторные каналы пробойников перфоратора производят размыв каверн рабочей жидкостью в течение 15 мин, после чего сбрасывают давление в колонне НКТ и перфораторе до нуля, после чего все вышеописанные технологические операции, начиная с создания давления и заканчивая сбросом давления, повторяют в зависимости от высоты продуктивного пласта, по окончании ступенчатой ПГМП с размывом каверн производят обработку пласта и извлекают продукты реакции, для этого доспускают колонну НКТ в эксплуатационную колонну так, чтобы циркуляционный клапан находился посередине продуктивного пласта, далее сбрасывают шар в колонну НКТ, повышают давление в колонне НКТ до

открытия отверстий в циркуляционном клапане, затем при открытой затрубной задвижке закачивают в колонну НКТ 15%-ный водный раствор соляной кислоты в объеме из расчета $1,5 \text{ м}^3$ на 1 м высоты продуктивного пласта, доводят 15%-ный водный раствор соляной кислоты до интервала вскрытия, закрывают затрубную задвижку и продавливают 15%-ный водный раствор соляной кислоты через каверны в призабойную зону пласта, затем спускают сваб в колонну НКТ и свабируют по колонне НКТ извлекают продукты реакции 15%-го водного раствора соляной кислоты с породой пласта и осваивают скважину (патент на изобретение РФ № 2656255, опубл. 04.06.2018 г.).

Недостатком данного технического решения является то, что кислотный состав подается под давлением и закрытой затрубной задвижке в каверну и недостаточно очищенная взвесь может кольматировать проницаемость каверны.

Технической задачей заявляемого изобретения является повышение эффективности обработки и качества очистки призабойной зоны пласта (ПЗП).

Достижимый технический результат - освоение скважины за одну спускоподъемную операцию.

Дополнительный технический результат - освоение скважины 4 класса опасности без перфораторов с кумулятивным зарядом.

Техническая задача достигается тем, что способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны карбонатно-терригенного пласта за одну спускоподъемную операцию, включающий спуск колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в эксплуатационную колонну с компоновкой в виде прокалывающего перфоратора с пробойниками, имеющими гидромониторные каналы, циркуляционного клапана и свабного ограничителя, вскрытие эксплуатационной колонны путем подачи в перфоратор под давлением рабочей жидкости с прокалыванием перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне, размытие каверн путем подачи рабочей жидкости в сформированные перфорационные отверстия эксплуатационной колонны через гидромониторные каналы пробойников перфоратора, закачку в НКТ раствора кислоты и последующее свабирование, отличающийся тем, что при формировании компоновки перед прокалывающим перфоратором устанавливают осевой пакер, до прокалывания эксплуатационной колонны в НКТ последовательно закачивают расчетные объемы воды и кислоты, в качестве которой берут глино-кислоту, а после каждого прокалывания эксплуатационной колонны, не вынимая пробойники из мест проколов, через гидромониторные каналы пробойников прокалывающего перфоратора производят размытие каверн путем подачи сначала воды, а затем глино-кислоты, закаченных в НКТ с возможностью циркуляции и выхода продуктов размытия каверн на поверхность, после размытия каверн активируют бросовым шариком циркуляционный клапан, доспускают колонну НКТ в эксплуатационную колонну так, чтобы циркуляционный клапан находился вначале продуктивного пласта для осуществления закачки глино-кислоты снизу вверх, проводят посадку осевого пакера, при открытой затрубной задвижке на устье скважины закачивают в колонну НКТ расчетное количество раствора глино-кислоты, затем закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор глино-кислоты технологической жидкостью по колонне НКТ через отверстия циркуляционного клапана, через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне и через размытые каверны в призабойную зону продуктивного пласта, после чего производят освоение скважины свабированием.

Для достижения максимального технического результата в колонну НКТ при открытой затрубной задвижке на устье скважины предпочтительно закачивают раствор глино-кислоты из расчета $1,5 \text{ м}^3$ на 1 м высоты продуктивного пласта, циркуляционный клапан устанавливают вначале продуктивного пласта (подошва продуктивного пласта), а пробойники прокалывающего перфоратора размещают на расстоянии примерно на 0,2 м выше циркуляционного клапана (выше подошвы продуктивного пласта).

Сравнение заявляемого изобретения с прототипом показывает, что оно отличается следующими признаками:

- при формировании компоновки перед прокалывающим перфоратором устанавливают осевой пакер;
- до прокалывания эксплуатационной колонны в НКТ последовательно закачивают расчетные объемы воды и кислоты;
- в качестве кислоты берут глино-кислоту;
- после каждого прокалывания эксплуатационной колонны, не вынимая пробойники из мест проколов, через гидромониторные каналы пробойников прокалывающего перфоратора производят размытие каверн путем подачи сначала воды, а затем глино-кислоты, закаченных в НКТ с возможностью циркуляции и выходом продуктов размытия каверн на поверхность;
- после размытия каверн активируют бросовым шариком циркуляционный клапан;
- доспускают колонну НКТ в эксплуатационную колонну так, чтобы циркуляционный клапан находился вначале продуктивного пласта для закачки глино-кислоты снизу вверх;
- проводят посадку осевого пакера;
- при открытой затрубной задвижке устья скважины закачивают в колонну НКТ расчетное количество раствора глино-кислоты;
- закрывают затрубную задвижку;
- продавливают раствор глино-кислоты технологической жидкостью по колонне НКТ через отверстия циркуляционного клапана, через ряд перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне и размы-

тых в породе каверн в призабойную зону продуктивного пласта;
после чего производят освоение скважины свабированием.

Поэтому можно предположить, что заявляемое изобретение соответствует критерию "новизна".

Заявляемое изобретение может быть осуществлено с использованием известного оборудования, поэтому оно соответствует критерию "промышленная применимость".

Следует отметить, что в заявляемом способе намыв каверны производится водой с последующим размывом каверны кислотой, в качестве которой используют глинокислоту, и удалением кальматанта из каверны при открытой затрубной задвижке для проведения последующей обработки призабойной зоны пласта (далее ОПЗ) через циркуляционный клапан, при этом глинокислота подается в заколонное пространство через пробойники прокалывающего перфоратора. Кроме того, циркуляционный клапан компоновки устанавливают не к середине интервала вскрытия, а в начале продуктивного пласта, поэтому при закачке глинокислоты снизу вверх происходит полное ОПЗ всего интервала. В результате осуществления заявляемого способа освоение скважины производится за одну спускоподъемную операцию с высокой эффективностью.

При проведении патентных исследований заявляемая совокупность признаков, приводящая к достижению заявленного технического результата, выявлена не была, поэтому заявляемое техническое решение соответствует критерию "изобретательский уровень".

На фиг. 1 схематично показана собранная компоновка на НКТ, расположенная в скважине,
на фиг. 2 - положение компоновки после прокола эксплуатационной колонны (стрелками показано направление циркуляции жидкости через гидромониторные каналы пробойников),
на фиг. 3 - положение компоновки перед активацией циркуляционного клапана бросовым шариком,
на фиг. 4 - компоновка при установленном пакере и активированном циркуляционном клапане (стрелками показано направление циркуляции жидкости через циркуляционный клапан).

Устройство для осуществления заявляемого способа содержит (сверху вниз) лифт НКТ - (1), эксплуатационная колонна - (2), свабный ограничитель - (3), циркуляционный клапан - (4), прокалывающий перфоратор с пробойниками с гидромониторными каналами, представляющий собой гидромеханическое прокалывающее устройство (далее - ГМПУ) - (5), осевой пакер - (6).

Заявляемый способ осуществляется следующим образом.

На устье скважины на нижний конец колонны НКТ (1) снизу вверх собирают компоновку: осевой пакер (6), например ПРО-ЯМО2-142, ГМПУ (5), например ГМПУ-168, с циркуляционным клапаном (4) и свабный ограничитель (3).

Спускают компоновку на колонне НКТ (1) в эксплуатационную колонну (2) в зону перфорации, например, так, чтобы пробойники ГМПУ (5) находились на расстоянии примерно 0,2 м выше подошвы продуктивного пласта.

Перед вскрытием эксплуатационной колонны (2) в лифт НКТ (1) последовательно закачивают 3 м³ воды (для прокола и намыва каверны в течение 10-15 мин), а затем глинокислоту (смесь соляной кислоты 10-15% и плавиковой 3-5%) из расчета 0,5-1,0 м³ на прокол. Объем глинокислоты определяется модификацией ГМПУ (5) в зависимости от количества пробойников. В качестве воды может быть использована пластовая вода плотностью 1100 кг/м³.

Далее производят вскрытие эксплуатационной колонны (2) в интервале продуктивного пласта, при этом проводят гидромеханическую перфорацию с намывом каверн снизу вверх продуктивного пласта с шагом $h=0,2$ м. Для этого на каждой ступени в колонне НКТ (1) и ГМПУ (5) создают давление 5,0 - 8,0 - 10,0 - 12,0 - 15,0 МПа с выдержкой 10 с при достижении каждого значения, например, с помощью цементировочного агрегата ЦА-320 (на чертеже не показан), при этом пробойники ГМПУ (5) выдвигаются радиально наружу за эксплуатационную колонну (2).

При каждом проколе, не извлекая пробойники ГМПУ (5) из перфорационных отверстий, в эксплуатационной колонне (2) через гидромониторные каналы пробойников при открытой затрубной задвижке на устье скважины (на чертеже не показана) производят размыв каверн при давлении 15,0 МПа в течение 15 мин 3 м³ воды и затем глинокислотой из расчета 0,5-1,0 м³ на прокол.

После чего сбрасывают давление в колонне НКТ (1) и ГМПУ (5) до 0.

Например, высота Н продуктивного пласта составляет 2 м. Тогда, учитывая ступенчатый шаг $h=0,2$ м и расстояние от подошвы продуктивного пласта, равный $a=0,2$ м, получим: $(H-a)/h=(2-0,2)/0,2=9$ проколов. Использование ГМПУ-168 позволяет получить два симметричных отверстия за один прокол по высоте продуктивного пласта.

При нахождении пробойников ГМПУ (5) в интервале продуктивного пласта производят открытие циркуляционного клапана (4) путем сбрасывания в колонну НКТ (1) шарика, создают давление в колонне НКТ (1) с помощью насосного агрегата, например, до 7,0 МПа. В результате втулка из циркуляционного клапана (4) перемещается вниз до упора в верхний торец ГМПУ (5), при этом открываются отверстия (на чертеже не показаны) в циркуляционном клапане (4). Затем при открытой затрубной задвижке на устье скважины доспускают колонну НКТ (1) в эксплуатационную колонну (2) так, чтобы циркуляционный клапан (4) находился вначале продуктивного пласта к подошве продуктивного пласта, и производят посадку осевого пакера (6).

Далее при открытой затрубной задвижке закачивают в колонну НКТ (1) раствор глинокислоты из расчёта $1,5 \text{ м}^3$ на 1 м высоты продуктивного пласта.

Например, как указано выше, при высоте продуктивного пласта, равной $H=2 \text{ м}$, закачивают раствор глинокислоты в колонну НКТ в объеме 3 м^3 .

Закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор глинокислоты технологической жидкостью по колонне НКТ (1) через отверстия циркуляционного клапана (4), через ряд перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне (2) и размытых в породе соответствующих каверн в призабойную зону продуктивного пласта. В качестве технологической жидкости применяют, например, пластовую воду. Оставляют скважину на реагирование, например, на 8 ч.

Затем в колонну НКТ спускают сваб (не показан) на геофизическом кабеле и свабируют по колонне НКТ извлекают продукты размыва каверн, представляющие собой продукты реагирования - продукты реакции водного раствора глинокислоты с породой пласта.

При реализации заявляемого способа повышается эффективность обработки ПЗП, так как после размыва каверн производится очистка и обработка каверн и ПЗП через эти каверны глинокислотой на циркуляции. Последующая кислотная обработкой ПЗП через клапан устройства при закрытой задвижке под давлением позволяет интенсифицировать приток продукции из флюидопроводящих каналов пласта в скважину.

Также заявляемый способ позволяет повысить качество очистки ПЗП и качество проведения ОПЗ, так как извлечение колюматанта через перфорационные отверстия эксплуатационной колонны скважины после прокола и размыва каверн осуществляется свабированием и освоением скважины, что позволяет улучшить приток флюида в скважину.

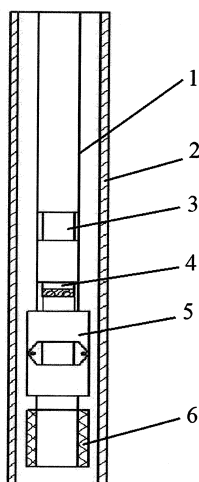
Таким образом, заявляемый способ позволяет осуществить освоение скважины за одну спускоподъемную операцию.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

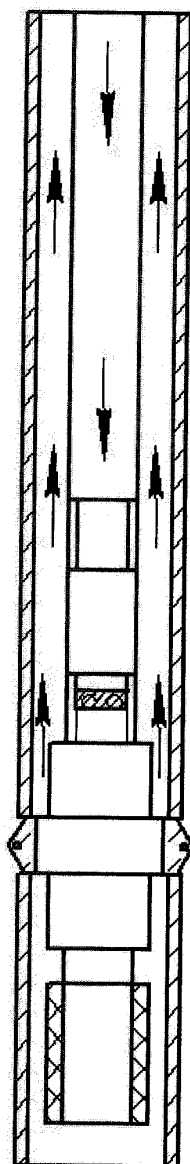
1. Способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны карбонатно-терригенного пласта за одну спускоподъемную операцию, включающий спуск колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в эксплуатационную колонну с компоновкой в виде прокалывающего перфоратора с пробойниками, имеющими гидромониторные каналы, циркуляционного клапана и свабного ограничителя, вскрытие эксплуатационной колонны путем подачи в перфоратор под давлением рабочей жидкости с прокалыванием перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне, размытие каверн путем подачи рабочей жидкости в сформированные перфорационные отверстия эксплуатационной колонны через гидромониторные каналы пробойников перфоратора, закачку в НКТ раствора кислоты и последующее свабирувание, отличающийся тем, что при формировании компоновки перед прокалывающим перфоратором устанавливают осевой пакер, до прокалывания эксплуатационной колонны в НКТ последовательно закачивают расчетные объемы воды и кислоты, в качестве которой берут глинокислоту, а после каждого прокалывания эксплуатационной колонны, не вынимая пробойники из мест проколов, через гидромониторные каналы пробойников прокалывающего перфоратора производят размыв каверн путем подачи сначала воды, а затем глинокислоты, закаченных в НКТ с возможностью циркуляции и выхода продуктов размыва каверн на поверхность, после размыва каверн активируют бросовым шариком циркуляционный клапан, доспускают колонну НКТ в эксплуатационную колонну так, чтобы циркуляционный клапан находился в начале продуктивного пласта для осуществления закачки глинокислоты снизу вверх, проводят посадку осевого пакера, при открытой затрубной задвижке на устье скважины закачивают в колонну НКТ расчетное количество раствора глинокислоты, затем закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор глинокислоты технологической жидкостью по колонне НКТ через отверстия циркуляционного клапана, через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне и через размытые каверны в призабойную зону продуктивного пласта, после чего производят освоение скважины свабируванием.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что в колонну НКТ при открытой затрубной задвижке на устье скважины закачивают раствор глинокислоты из расчёта около $1,5 \text{ м}^3$ на 1 м высоты продуктивного пласта.

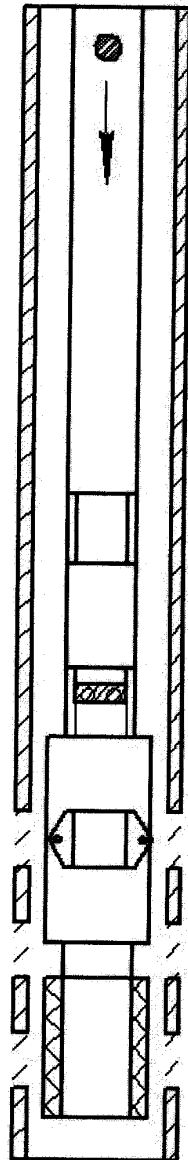
3. Способ по п.1, отличающийся тем, что пробойники прокалывающего перфоратора размещают на расстоянии примерно на 0,2 м выше циркуляционного клапана.



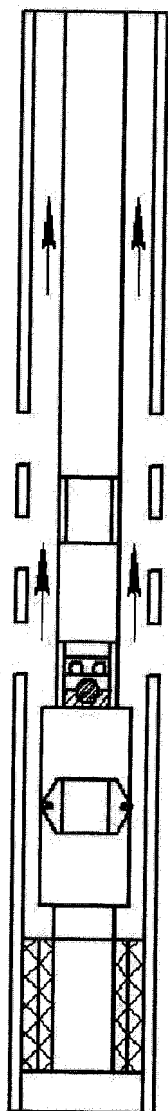
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

