

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202191723** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2022.05.13

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

(22) Дата подачи заявки
2021.07.05

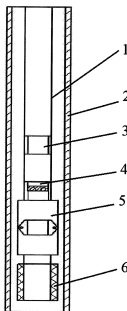
**(54) СПОСОБ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ И ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
КАРБОНАТНО-ТЕРРИГЕНОВОГО ПЛАСТА ЗА ОДНУ СПУСКОПОДЪЕМНУЮ
ОПЕРАЦИЮ**

(96) 2021000069 (RU) 2021.07.05

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

(71)(72) Заявитель и изобретатель:
**ХАКИМОВА ЖАННА
ГЕРМАНОВНА (RU)**

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, к области эксплуатации скважин, а именно к способам вторичного вскрытия и обработки призабойной зоны карбонатно-терригенных пластов. Способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны карбонатно-терригенного 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 глинокислоты 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 глинокислоты. 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), допускают колонну НКТ до положения циркуляционного клапана (4) вначале продуктивного пласта для осуществления закачки глинокислоты снизу-вверх. Проводят посадку осевого пакера (6), 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 (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.



A1

202191723

202191723

A1

**Способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны
карбонатно-терригенного пласта за одну спускоподъемную
операцию**

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 многоразового 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. 10.11.2010г., патент RU №2247226, опубл. 27.02.2005г.

Общими недостатками способов с использованием указанных устройств являются:

- ухудшение фильтрационных свойств пласта, так как при размыве каверн частицы цементного камня и горной породы (кольяматант) устремляются вглубь пласта и забивают флюидопроводящие каналы;
- недостаточная эффективность обработки призабойной зоны пласта, так как после образования каверн не проводится кислотная обработка размывших каверн через гидромониторные каналы перфоратора.

Известен способ гидромеханической перфорации скважин на депрессии (патент RU №2612702, опубл. 13.03.2017г), 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 кольтант 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 кольтанта 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 кольтанта 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, размытие 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 сек 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 допускают 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 свабиванием по колонне НКТ извлекают продукты реакции 15%-ного водного раствора соляной кислоты с породой пласта и осваивают скважину (патент на изобретение РФ № 2656255, опубл.04.06.2018г.).

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-терригенового 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 свабивание, 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, допускают колонну НКТ в эксплуатационную колонну так, чтобы циркуляционный клапан находился вначале продуктивного пласта для осуществления закачки глиноукислоты снизу-вверх, проводят посадку осевого пакера, 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, 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 глиноукислоты из расчёта $1,5\text{ м}^3$ 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 глиноукислоту;
- 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 глиноукислоты, закаченных в НКТ с возможностью циркуляции и выходом продуктов размыва каверн на поверхность;
- после размыва каверн активируют бросовым шариком циркуляционный клапан;

- доспускают колонну НКТ в эксплуатационную колонну так, чтобы циркуляционный клапан находился вначале продуктивного пласта для закачки глинокислоты снизу-вверх;

- проводят посадку осевого пакера;

- при открытой затрубной задвижке устья скважины закачивают в колонну НКТ расчетное количество раствора глинокислоты;

- закрывают затрубную задвижку;

- продавливают раствор глинокислоты технологической жидкостью по колонне НКТ через отверстия циркуляционного клапана, через ряд перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне и размытых 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 показано положение компоновки после прокола эксплуатационная колонна (стрелками показано направление циркуляции жидкости через гидромониторные каналы пробойников), на Фиг.3 показано положение компоновки перед активацией циркуляционного клапана бросовым шариком, на Фиг.4 показана 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 течении 10-15 минут), а затем глинокислоту (смесь соляной кислоты 10-15% и плавиковой 3-5%) из расчета 0,5-1,0м³ 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 сек при достижении каждого значения, например с помощью цементирующего агрегата ЦА-320 (на рисунке 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 рисунке не показана) производят размыв каверн при давлении 15,0 МПа в течение 15 минут тремя 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 нуля.

Например, высота Н продуктивного пласта составляет 2 м. Тогда, учитывая ступенчато 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 рисунке не показаны) в циркуляционном клапане (4). Затем при открытой затрубной задвижке на устье скважины допускают 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 м³ на 1 м высоты продуктивного пласта.

Например, как указано выше, при высоте продуктивного пласта, равной $H=2$ м, закачивают раствор глинокислоты в колонну НКТ в объеме 3 м³.

Закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор глиноукислоты 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 часов.

Затем в колонну НКТ спускают сваб (не показан) на геофизическом кабеле и сваби́рованием по колонне НКТ извлекают продукты размыва каверн, представляющие собой продукты реагирования- продукты реакции водного раствора глиноукислоты 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 глиноукислотой на циркуляции. Последующая кислотная обработка 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 ко́льматанта через перфорационные отверстия эксплуатационной колонны скважины после прокола и размыва каверн осуществляется сваби́рованием и освоением скважины, что позволяет улучшить приток флюида в скважину.

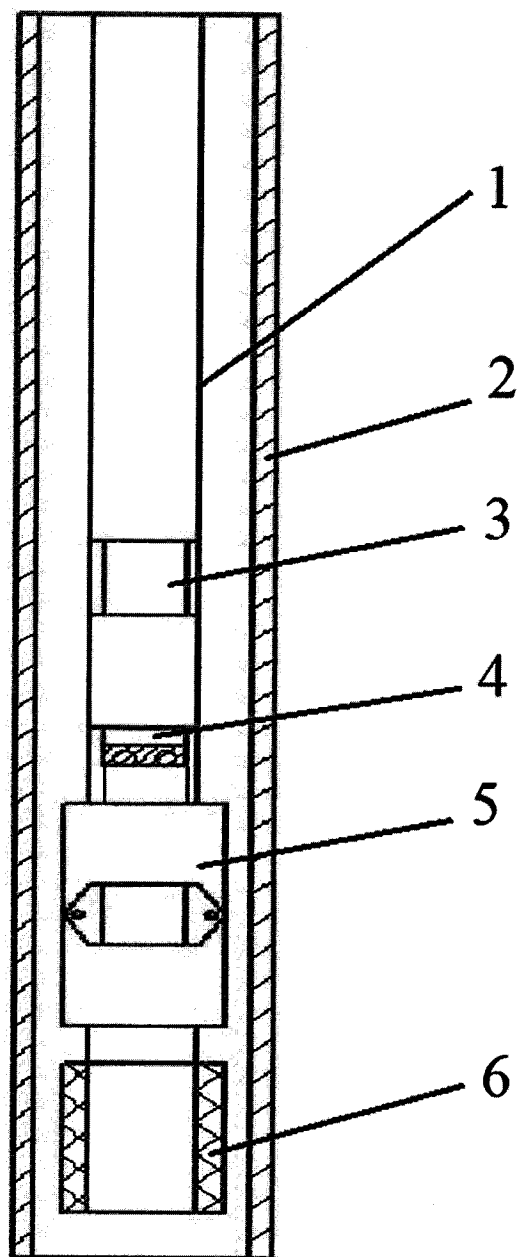
Таким образом, заявляемый способ позволяет осуществить освоение скважины за одну спускоподъемную операцию.

Формула изобретения

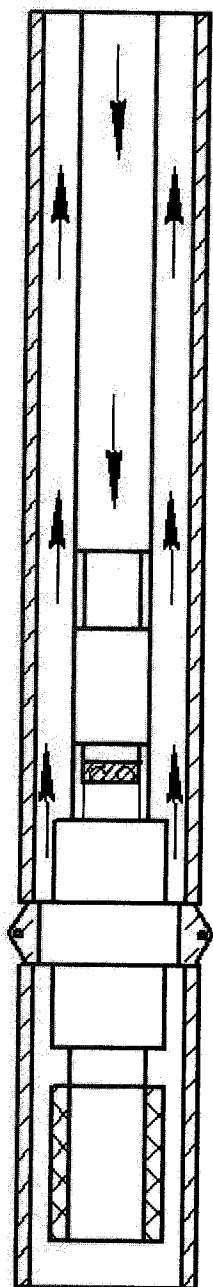
1. Способ перфорации скважины и обработки призабойной зоны карбонатно-терригенного пласта за одну спускоподъемную операцию, включающий спуск колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в эксплуатационную колонну с компоновкой в виде прокалывающего перфоратора с пробойниками, имеющими гидромониторные каналы, 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 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 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, допускают 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 свабированием.

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

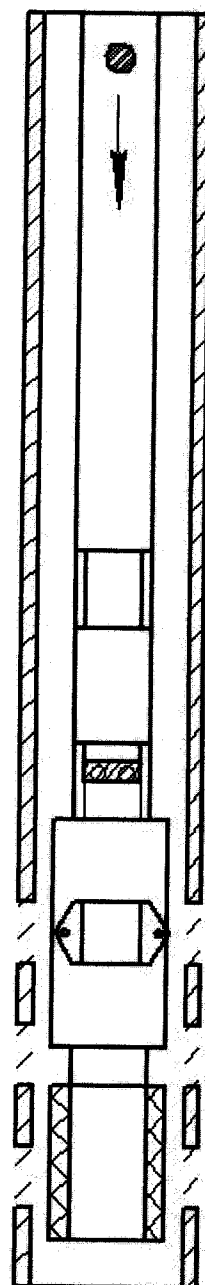
3. Способ по п.1, отличающийся тем, что пробойники прокалывающего перфоратора размещают на расстоянии примерно на 0,2 м выше циркуляционного клапана.



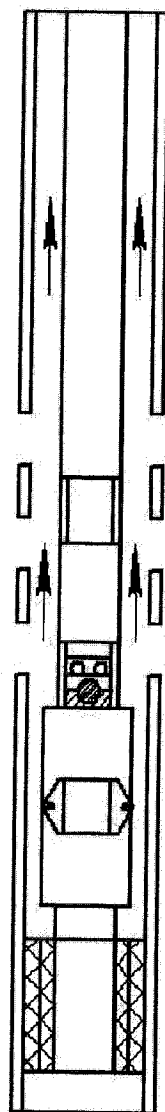
Фиг.1



Фиг.2



Фиг.3



Фиг.4

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ
(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202191723

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:

E21B 43/112 (2006.01)

E21B 43/114 (2006.01)

E21B 43/25 (2006.01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

E21B 43/112, 43/11, 43/114, 43/25, 43/27

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)
Google patent, Espacenet, PATENTSCOPE, ЕАПАТИС

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2656255 C1 (ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМЕНИ В. Д. ШАШИНА) 2018-06-04.	1-3
A	RU 2612702 C1 (ГОСТЕВ ИГОРЬ АЛЕКСАНДРОВИЧ) 2017-03-13.	1-3
A	RU 2451160 C1 (ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМ. В. Д. ШАШИНА) 2012-05-20.	1-3
A	US 7073587 B2 (BASSIN YAKOV и др.) 2006-07-11.	1-3

☐ последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

«P» - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«Х» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«У» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

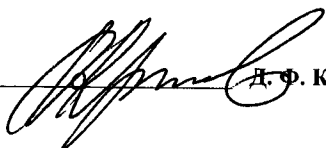
«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **18/10/2021**

Уполномоченное лицо:

Заместитель начальника отдела механики, физики и электротехники

 **Д. Ф. Крылов**