



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2004115619/03, 08.05.2002

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
08.05.2002

(30) Конвенционный приоритет:
22.10.2001 (пп.1-6) RO a2001-01155

(43) Дата публикации заявки: 27.03.2005

(45) Опубликовано: 27.10.2006 Бюл. № 30

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 5924490 A, 20.07.1999. EP 0145154
A1, 05.10.1984. SU 802527 A, 07.02.1981. SU
1654549 A1, 14.03.1989. SU 1618049 A1,
10.06.1996. RU 2088754 C1, 27.08.1997. RU
2119858 C1, 10.10.1998. RU 2163661 C2,
27.02.2001. RU 2171364 C1, 27.07.2001.

(85) Дата перевода заявки РСТ на национальную фазу:
24.05.2004

(86) Заявка РСТ:
RO 02/00012 (08.05.2002)

(87) Публикация РСТ:
WO 03/036016 (01.05.2003)

Адрес для переписки:
129010, Москва, ул. Б.Спасская, 25, стр.3,
ООО "Юридическая фирма Городисский и
Партнеры", пат.пов. С.А.Дорофееву

(72) Автор(ы):

ПЕЛЯНУ Йон (RO),
КАХЕЛЕ Бруно (DE)

(73) Патентообладатель(и):

ПЕЛЯНУ Йон (RO),
КАХЕЛЕ Бруно (DE)

(54) СПОСОБ КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ СКВАЖИННЫХ ТЕКУЧИХ СРЕД И НАСОСНАЯ ШТАНГА, ПРЕДНАЗНАЧЕННАЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СПОСОБА

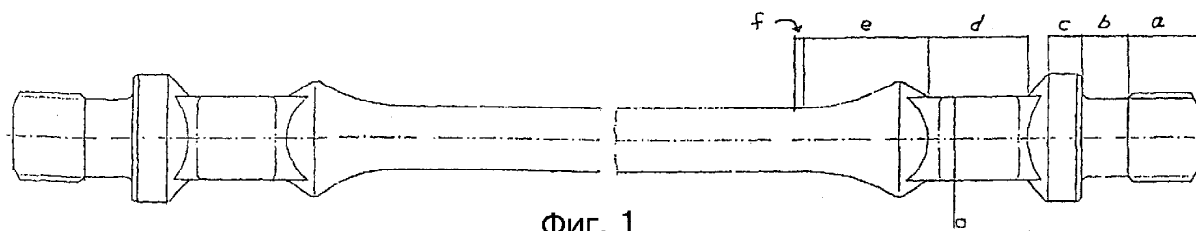
(57) Реферат:

Изобретение относится к способу кондиционирования скважинных текучих сред и используется в области добычи нефти. Обеспечивает повышение эффективности эксплуатации нефтяной скважины. Способ включает приготовление кондиционирующей текучей среды, дозирование и закачивание ее под давлением непосредственно с поверхности в ствол скважины для взаимодействия кондиционирующей текучей среды со скважинными текучими средами с последующим и соответствующим изменением их свойств. Закачивание среды осуществляют посредством связанной с насосом непрерывной

трубы, состоящей из ряда последовательно соединенных полых насосных штанг одновременно с выполнением нагнетательных операций в скважине. Для нагнетания скважинных текучих сред на поверхность используют насос с поступательно движущейся полостью, полый ротор которого связан с последовательно соединенными полыми насосными штангами, каждая из которых выполнена из стали, содержит трубу и две трубчатые головки, приваренные к концам трубы. Головка штанги имеет внутреннее отверстие цилиндрическое на участке от верхнего конца резьбового участка головки до последней трети утолщенной части конца резьбового участка,

конический участок, расположенный за цилиндрическим участком и заканчивающийся цилиндрическим участком на всей длине зоны приваривания головки. Между коническим участком

и данным цилиндрическим участком выполнено закругление для снятия внутренних напряжений. 3 н. и 3 з.п. ф-лы, 3 ил.



Фиг. 1

RU 2 2 8 6 4 4 4 C 2

RU 2 2 8 6 4 4 4 C 2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.

E21B 43/16 (2006.01)**E21B 17/01** (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21), (22) Application: **2004115619/03, 08.05.2002**(24) Effective date for property rights: **08.05.2002**(30) Priority:
22.10.2001 (cl.1-6) RO a2001-01155(43) Application published: **27.03.2005**(45) Date of publication: **27.10.2006 Bull. 30**(85) Commencement of national phase: **24.05.2004**(86) PCT application:
RO 02/00012 (08.05.2002)(87) PCT publication:
WO 03/036016 (01.05.2003)

Mail address:
**129010, Moskva, ul. B.Spasskaja, 25, str.3,
OOO "Juridicheskaja firma Gorodisskij i
Partnery", pat.pov. S.A.Dorofeevu**

(72) Inventor(s):

**PELJaNU Jon (RO),
KAKHeLE Bruno (DE)**

(73) Proprietor(s):

**PELJaNU Jon (RO),
KAKHeLE Bruno (DE)**

(54) **WELL FLUID CONDITIONING METHOD AND SUCKER ROD**

(57) Abstract:

FIELD: oil production, particularly enhanced recovery methods for obtaining hydrocarbons.

SUBSTANCE: method involves preparing conditioning fluid medium; metering thereof and injecting the fluid medium under pressure directly in well bore from surface to provide conditioning fluid medium cooperation with well fluids and to change well fluid properties. Conditioning fluid medium is injected through solid pipe attached to pump and including a number of serially connected hollow sucker rods simultaneously with injection works performing in well. Pump with linearly sliding cavity is used for well fluid injection to surface. The pump comprises hollow rotor fastened to hollow sucker rods serially connected with each other. Each

sucker rod is made of steel and includes pipe, as well as two tubular heads welded to pipe ends. Sucker rod head has inner cylindrical orifice located in area defined by upper end of threaded head part and the last one-third section of widened threaded part end. The sucker rod end also has conical section located downstream of cylindrical section and terminating in cylindrical section along with full head welding length. Rounded area for inner stress release is created between conical section and above cylindrical section.

EFFECT: increased oil well operation efficiency.

6 cl, 4 dwg



Фиг. 1

Настоящее изобретение относится к способу кондиционирования (доведения до требуемых параметров) скважинных текучих сред и к насосной штанге, предназначенной для реализации способа, используемого в области добычи нефти.

Нагнетание скважинных текучих сред из забоя скважины с помощью насоса

5 представляет собой наиболее часто используемый способ, применяемый для вторичной добычи сырой нефти при добыче нефти. Нагнетание из забоя скважины с помощью насосов предусматривает использование операций и устройств, посредством которых энергия нагнетания передается скважинным текучим средам, так что скважинные текучие среды перемещаются вверх из забоя скважины к поверхности по насосно-компрессорной колонне. Для этой цели в данной отрасли используются устройства, которые очень существенно отличаются друг от друга, хотя только несколько моделей, которые были использованы, стали стандартизированными. Они широко известны как глубинные плунжерные насосы, насосы с поступательно перемещающейся полостью, электрические погружные насосы и винтовые насосы.

15 С точки зрения конструкции скважинные насосы, в которых механическая энергия создается на поверхности и которые используются для нагнетания текучих сред из забоя скважины, независимо от самого возможного варианта нагнетания, имеют следующие компоненты: часть, представляющую собой приводное устройство, в котором вырабатывается механическая энергия, другую часть, обеспечивающую передачу ранее выработанной механической энергии насосу, и сам насос. Насос обеспечивает передачу механической энергии, поданной с поверхности, скважинным текучим средам, переводя их в состояние под давлением. В области добычи нефти электрический двигатель представляет собой устройство, которое было выбрано в качестве устройства, используемого для выработки механической энергии для приведения в действие насоса, хотя существует множество случаев применения, в которых в качестве альтернативных возможностей для приведения насоса в действие могут быть использованы привод с помощью пара, гидравлический или пневматический привод. Механическая энергия от приводного устройства может быть подана к насосу посредством насосных штанг (в данном случае приводное устройство будет находиться на поверхности, а насос - в забое скважины) или может быть выработана и использована локально. Эта вторая возможность предусматривает использование так называемого скважинного приводного устройства или непосредственного привода, например, насосов с поступательно перемещающейся полостью, приводимых в действие посредством скважинных приводных устройств, винтовых насосов, приводимых в действие посредством скважинных приводных устройств или электрических погружных насосов, приводимых в действие аналогичным образом.

25 Продуктивные нефтяные скважины имеют ствол скважины, предназначенный для соединения нефтеносного пласта с поверхностью. Ствол скважины вызывает нарушение физического и химического равновесия между пластовыми текучими средами и пористой породой пласта-коллектора. Нарушение физического равновесия приводит к дисбалансу давлений, который в свою очередь приводит к результирующему потоку, то есть к вытеканию текучих сред из пористой породы пласта-коллектора в ствол скважины до тех пор, пока не будет достигнуто новое физическое равновесие (равновесие давления), при этом следует указать также на дисбаланс температур, но он не имеет отношения к кругу рассматриваемых здесь вопросов. В начальный период добычи дисбаланс давлений между поверхностью и пористой породой пласта-коллектора является достаточно большим и пластовые текучие среды достигают поверхности "самостоятельно" [без внешнего воздействия]. С течением времени дисбаланс давлений уменьшается, и в определенный момент возникает необходимость подачи дополнительной энергии к пластовой текучей среде для подачи ее к поверхности. Этот момент представляет собой начало нагнетания из скважины, при этом для данной цели используются различные устройства.

50 Нарушение химического равновесия между пластовыми текучими средами и пластовыми породами приводит к другому ряду дисбалансов, которые труднее объединить в простую модель, хотя используется тот же самый принцип равновесия. Наиболее частыми

изменениями, с которым сталкиваются пластовые текучие среды, это изменение фаз. Новая фаза возникает, когда пластовые текучие среды из продуктивного пласта, например растворенный газ, могут выходить из жидкости; растворимость некоторых компонентов в смеси пластовых текучих сред изменяется так резко, что возникает твердая фаза,

5 образуется плена как органического, так и неорганического происхождения. Пластовые текучие среды также вступают в химические взаимодействия со стенками самого ствола скважины и с оборудованием в стволе скважины, при этом коррозия представляет собой явление, с которым сталкиваются наиболее часто.

Другим более трудно уловимым следствием является изменение равновесия между
10 пористой породой пласта-коллектора (материнской породой) и пластовыми текучими средами, захваченными в ней. Абразия материнской породы пласта-коллектора будет происходить, как только пластовые текучие среды начнут вытекать, и они механически захватывают неплотно присоединенные и отколовшиеся куски материнской породы пласта-коллектора и уносят их при своем проходе к поверхности. Текучие среды из других
15 областей пласта могут не находиться в равновесии с пластовой породой, где они протекают, таким образом химические взаимодействия становятся очевидными. Все это приводит к процессу, известному как разрушение материнской породы пласта-коллектора, который отрицательно влияет на продуктивность скважины.

В науке и технике были предприняты попытки найти способы и усовершенствовать
20 средства, позволяющие лучше справляться со сложными последствиями образования и эксплуатации скважины и, в особенности, нефтяных скважин.

Одна такая задача состоит в осуществлении нагнетания скважинных текучих сред к поверхности при одновременном регулировании их состояния и коррозионной активности с тем, чтобы противодействовать потенциальным разрушениям. Таким образом, необходимо
25 кондиционирование скважинных текучих сред, самого ствола скважины или даже пористой породы пласта-коллектора, находящейся рядом со стволом скважины. Более точно, кондиционирование выполняют для борьбы с осаждением накипи на стенке ствола скважины, насосе, колонне труб и обсадной колонне с целью ограничения коррозии, вызываемой скважинными текучими средами, или с целью улучшения их реологических
30 свойств. Кондиционирование находящейся рядом со стволом скважины пористой породы пласта-коллектора проводится с целью поддержания или улучшения характеристик (фильтруемости) материнской породы пласта-коллектора. Для кондиционирования скважинных текучих сред, самого ствола скважины или пористой породы пласта-коллектора, находящейся рядом со стволом скважины, необходимо добавить
35 кондиционирующие вещества (разбавители, растворители, пар, горячую воду, специальные химикаты) в насосно-компрессорную колонну, обсадную колонну или в ствол скважины, или подавать их под давлением в пористую породу пласта-коллектора или непрерывно, или порциями, или во время нагнетательных операций в скважине, или когда насос отключен. Кондиционирование скважинных текучих сред с одновременным выполнением операций
40 нагнетания в скважине представляет собой непростую задачу, поскольку процесс кондиционирования и средства, используемые для его осуществления, приводят к вмешательству в процесс нагнетания, работу насосного устройства и/или приспособления для нагнетания.

Были предприняты попытки найти решения поставленных выше серьезных проблем. По
45 существу, в патенте США №5924490 раскрыто решение для средства, предназначенного для кондиционирования скважинных текучих сред выше насоса по ходу течения (патент относится к плунжерному насосу), в кольцевом пространстве, образованном между насосно-компрессорной колонной и насосными штангами, а также для кондиционирования ствола скважины и скважинных текучих сред только для самоизвергающих нефть скважин.
50 Авторы решили задачу кондиционирования скважинных текучих сред, проходящих в кольцевом пространстве между насосно-компрессорной колонной и насосными штангами, путем замены некоторых из стандартных насосных штанг полыми насосными штангами и введения кондиционирующего средства под давлением через такой ряд последовательно

расположенных полых насосных штанг вниз к выпускному клапану, установленному на конце ряда последовательно расположенных полых насосных штанг, выше плунжерного насоса по ходу потока. Таким образом, авторы предусматривают возможность взаимодействия кондиционирующего средства только со скважинными текучими средами, находящимися внутри насосно-компрессорной колонны. При такой конструкции невозможно никакое кондиционирование ствола скважины или самой пористой породы пласта-коллектора, поскольку конструкция, включающая колонну труб и плунжерный насос, образует замкнутый контейнер, который обеспечивает возможность перемещения к поверхности только текучих сред из скважины.

В публикации WO-A-011187 описано решение, в котором предложена альтернативная конструкция плунжерного насоса, предназначенная для того, чтобы лучше справляться с наличием песка в скважинных текучих средах, поскольку песок оказывает чрезвычайно разрушительное воздействие на насосные штанги. Для избежания взаимодействия насыщенных песком скважинных текучих сред с насосными штангами при нагнетании авторы предлагают использовать вторую колонну насосно-компрессорных труб, при этом первая колонна насосно-компрессорных труб по-прежнему используется в качестве колонны для нагнетания и защитного средства для насосных штанг. При описании одного из вариантов осуществления изобретения рассмотрен подход, в соответствии с которым автор предлагает использовать новую систему с двойной эксплуатационной колонной в другой конструкции, в которой можно заменить плунжерный насос нагнетательной системой с поступательно перемещающейся полостью и в которой за счет соответствующей конфигурации труб насосно-компрессорная колонна соединяется с полым ротором насоса с поступательно движущейся полостью и со второй насосно-компрессорной колонной. При такой конструкции возможно кондиционирование скважинных текучих сред, находящихся ниже насоса по ходу потока, но невозможно кондиционирование пористой породы пласта-коллектора. Использование второй насосно-компрессорной колонны для предотвращения взаимодействия скважинных текучих сред с насосными штангами приводит к образованию двойной насосно-компрессорной колонны, что делает ее чрезвычайно дорогостоящей. Кроме того, использование такой конструкции будет сопряжено с большими трудностями, поскольку потребуется существенное изменение существующей инфраструктуры месторождения.

В Европейском патенте 0145154 раскрыта насосная штанга, выполненная из стали, содержащая трубу и две трубчатые головки, приваренные к концам трубы, и резьбу на обоих концах. Данная штанга предназначена для пульсированно-демфированного нагнетания текучей среды при использовании забойного плунжерного насоса и не применяется для кондиционирования скважинных текучих сред, ствола скважины или пористой породы пласта-коллектора вокруг ствола скважины.

Кондиционирование скважинных текучих сред, ствола скважины или пористой породы пласта-коллектора, находящейся рядом со стволом скважины, означает прерывание добычи во многих случаях: необходимо остановить (закрыть) скважину, поднять колонну насосных штанг из скважины, выполнить кондиционирование ствола скважины или пласта, установить колонну насосных штанг и насос обратно в скважину и возобновить добычу. С прерыванием добычи связаны потери при добыче. Все это означает необходимость в дополнительных капиталовложениях и дорогостоящем материально-техническом обеспечении (логистике), что приводит к увеличенной стоимости эксплуатации скважины. Исходная причина появления вышеуказанных недостатков заключается в существующей конфигурации насосных штанг и насосного узла, используемого для нагнетания в скважине.

Поскольку так сложилось исторически, а также из-за инфраструктуры на месте выполнения работ, подача механической энергии к насосам с поступательным движением полости или к винтовым насосам осуществляется в настоящее время посредством тех же колонн насосных штанг, которые используются для глубоких плунжерных насосов. Тем не менее, существует одно основное различие, которое должно быть принято во внимание при сравнении приведения в действие насосов с поступательно перемещающейся

полостью и винтовых насосов с приведением в действие плунжерных насосов. При передаче механической энергии насосу насосные штанги, используемые для приведения в действие глубинных плунжерных насосов, смещаются вверх и вниз в аксиальном направлении; насосные штанги, используемые для приведения в действие насосов с поступательно перемещающейся полостью или винтовых насосов, вращаются.

Насосные штанги, используемые в области добычи нефти, в настоящее время стандартизированы, при этом все производители насосных штанг придерживаются стандарта 11В Американского нефтяного института.

Такая насосная штанга представляет собой непрерывный сплошной металлический стержень, оба конца которого выполнены с профилем и резьбой, обеспечивающими возможность соединения насосных штанг впритык, торец к торцу, в колонне насосных штанг. Образованная таким путем колонна используется для передачи механической энергии от приводного устройства на поверхности к насосу в забое скважины.

Использование сплошных насосных штанг приводит к дополнительным затратам, предусматривает использование дополнительного, дорогостоящего материально-технического обеспечения, и всякий раз, когда возникнет необходимость в кондиционировании скважинных текучих сред, самого ствола скважины или продуктивной зоны пласта, потребуются специальные операции, и кондиционирование будет сопряжено с прекращением добычи и обусловленными этим потерями, как указано выше.

Другой недостаток использования классической технологии нагнетания с применением насосных штанг заключается в том, что в соответствии с ней сбор реальных данных о таких параметрах, как статическая температура и давление на забое, реологические свойства скважинных текучих сред или режим нагнетания, рассматривается как дорогостоящий и нецелесообразный. При передаче информации от датчиков, расположенных в зоне забоя скважины, к поверхности при одновременном выполнении нагнетательных операций в скважине предусматривается использование специальных кабелей для передачи данных, размещенных в кольцевом пространстве между насосно-компрессорной колонной и эксплуатационной обсадной колонной и выполненных с возможностью выдерживать воздействие, обусловленное коррозионной активностью скважинных текучих сред, а также комбинированное воздействие температуры и давления. Для особых случаев применения существуют альтернативные варианты, но они предусматривают преобразование электрических сигналов от датчиков, расположенных в зоне забоя скважины, в звуковые или электромагнитные волны, передаваемые к поверхности, при этом данный вариант является еще более дорогостоящим и трудным для реализации.

Можно столкнуться с аналогичными проблемами в случаях применения непосредственного привода для насосов с поступательно перемещающейся полостью, винтовых насосов или электрических погружных насосов, когда необходимо использование забойных электрических двигателей. Подача питания к забойным электрическим двигателям требует наличия силовых кабелей (кабелей электропитания), обычно проходящих в стволе скважины через кольцевое пространство и выполненных с возможностью выдерживать воздействие, обусловленное коррозионной активностью скважинных текучих сред, а также комбинированное воздействие температуры и давления. Эти кабели являются очень дорогостоящими, и иногда это приводит к тому, что использование непосредственного привода в забое скважины рассматривается как нецелесообразное.

Был разработан альтернативный возможный вариант приведения в действие глубинных насосов (вне зависимости от того, являются ли эти насосы насосами с поступательно перемещающейся полостью, винтовыми насосами или электрическими погружными насосами), и он предусматривает использование гибких труб в бухтах вместо классических насосных штанг. Этот возможный вариант является более дорогостоящим по сравнению с приведением в действие с использованием традиционных насосных штанг и поэтому используется в ограниченных масштабах. Проблема осложняется вследствие того,

что использование труб в бухтах означает, что специальная инфраструктура должна быть в наличии на месте. Из-за этого стоимость замены классической технологии с использованием насосных штанг становится запретительной.

Целью настоящего изобретения является создание способа кондиционирования

5 скважинных текучих сред, самого ствола скважины или пористой породы пласта-коллектора с одновременным выполнением нагнетательных операций в скважине, обеспечивающего использование существующей инфраструктуры на месте на нефтяном месторождении, и создание насосной штанги, предназначенной для осуществления данного способа.

Эта цель достигается тем, что способ кондиционирования скважинных текучих сред, 10 ствола скважины или породы пласта-коллектора вокруг ствола скважины включает приготовление кондиционирующей текучей среды, дозирование и закачивание ее под давлением в ствол скважины для взаимодействия кондиционирующей текучей среды со скважинными текучими средами с последующим и соответствующим изменением их свойств, являющихся результатом данного взаимодействия, при этом закачивание 15 кондиционирующей текучей среды осуществляют посредством связанной с насосом непрерывной трубы, состоящей из ряда последовательно соединенных полых насосных штанг и обеспечивающей соединение поверхности со стволом скважины. Согласно изобретению осуществляют закачивание кондиционирующей текучей среды непосредственно с поверхности в ствол скважины одновременно с выполнением 20 нагнетательных операций в скважине для обеспечения распределения кондиционирующей текучей среды в стволе скважины или в породе пласта-коллектора вокруг ствола скважины, при этом для нагнетания скважинных текучих сред на поверхность используют насос с поступательно движущейся полостью, полый ротор которого связан с последовательно соединенными полыми насосными штангами.

25 При осуществлении способа можно регулировать положение места ввода кондиционирующей текучей среды в ствол скважины и ее взаимодействия со скважинными текучими средами, стволом скважины или породой пласта-коллектора вокруг ствола скважины посредством регулирования давления нагнетания кондиционирующей текучей среды.

30 Указанная цель достигается и тем, что в насосной штанге, выполненной из стали, содержащей трубу и две трубчатые головки, приваренные к концам трубы, и имеющей резьбу на обоих концах, согласно изобретению, головка имеет внутреннее отверстие, цилиндрическое на участке от верхнего конца резьбового участка головки до последней 35 трети утолщенной части конца резьбового участка, конический участок, расположенный за цилиндрическим участком и заканчивающийся цилиндрическим участком на всей длине зоны приваривания головки, при этом между коническим участком и данным цилиндрическим участком выполнено закругление для снятия внутренних напряжений.

Насосная штанга может быть приспособлена присоединяться к аналогичным насосным 40 штангам для образования полрой колонны для непрерывного прохождения через нее текучей среды.

Указанная цель достигается и тем, что в полрой колонне для нагнетания кондиционирующей текучей среды, связанной с насосом и состоящей из ряда последовательно соединенных полых насосных штанг, обеспечивающих соединение 45 поверхности со стволом скважины, предназначенных для прохождения текучей среды, имеющих, каждая, две трубчатые головки, приваренные к концам трубы, и резьбу на обоих концах и образующих непрерывную трубу, согласно изобретению в качестве насоса использован насос с поступательно движущейся полостью с полым ротором, изготовленным из стали и связанным с рядом последовательно соединенных полых насосных штанг, при этом образованная насосными штангами непрерывная труба 50 выполнена с возможностью протягивания или размещения в ней электрического или оптического кабеля.

Полая колонна может быть приспособлена, одновременно с выполнением нагнетательных операций в скважине, для введения кондиционирующих текучих сред под

давлением или, в случае необходимости, для защиты проходящих через полую колонну электрических/оптических кабелей, обеспечивающих передачу на поверхность электрических сигналов, характеризующих свойства скважинных текучих сред или состояние нагнетания текучих сред и генерируемых соответствующими датчиками,

5 установленными на полую колонну или на насосе, или обеспечивающих передачу энергии с поверхности в зону забоя к забойным электрическим двигателям, используемым для приведения в действие насосов с поступательно движущейся полостью, винтовых насосов или электрических погружных насосов.

Как описано выше, кондиционирование скважинных текучих сред, самого ствола
10 скважины или пористой породы пласта-коллектора и сопутствующее выполнение нагнетательных операций в скважине в соответствии с данным изобретением предусматривает ввод кондиционирующей текучей среды под давлением с поверхности в ствол скважины непосредственно через насосные штанги. Таким образом, решаются технические проблемы, описанные выше. Давление, под которым вводят
15 кондиционирующую текучую среду, регулируют с поверхности в соответствии с объемом вводимой среды независимо от того, вводят ли кондиционирующую текучую среду в колонну труб или в ствол скважины или ее вводят в пористую породу пласта-коллектора. Посредством соответствующих устройств кондиционирующая текучая среда может быть при необходимости распределена или в насосно-компрессорной колонне или в стволе
20 скважины или введена под давлением в пористую породу пласта-коллектора.

Как указано выше, насосная штанга в соответствии с настоящим изобретением состоит из одной непрерывной трубы для прохода текучей среды, образованной из двух головок насосных штанг, присоединенных путем сварки к обоим концам стальной трубы. Кондиционирующая текучая среда может проходить по непрерывной трубе, в результате
25 чего обеспечивается заданная степень кондиционирования скважинных текучих сред или ствола скважины и одновременное выполнение нагнетательных операций в скважине. Головка насосной штанги имеет просверленное в ней отверстие. Это отверстие является цилиндрическим на всем участке от начала резьбы головки насосной штанги, во всей зоне квадратной шейки и на нижней трети длины утолщенной части насосной штанги. На
30 остальной части длины утолщенной части насосной штанги отверстие является коническим, а в зоне приваривания головки насосной штанги конец отверстия является цилиндрическим. Соединение между конической частью отверстия и последней цилиндрической частью выполнено с закруглением, при этом данная зона служит в качестве зоны снятия внутренних напряжений.

35 Способ кондиционирования, представленный в данном изобретении, и полые насосные штанги, предназначенные для его реализации, могут быть использованы непосредственно при нагнетательных операциях в области добычи нефти при использовании инфраструктуры и материально-технического обеспечения, имеющихся на месте и предназначенных для манипулирования традиционными насосными штангами.

40 Одновременно использование полых насосных штанг создает предпосылку для кондиционирования скважинных текучих сред при выполнении нагнетательных операций в скважине (посредством ввода кондиционирующей текучей среды под давлением через полые насосные штанги) также при использовании инфраструктуры и материально-технического обеспечения, имеющихся на месте и предназначенных для
45 манипулирования традиционными насосными штангами. В случае использования технологии нагнетания с использованием насосов с поступательно перемещающейся полостью применение полых насосных штанг обеспечивает возможность кондиционирования ствола скважины или даже пористой породы пласта-коллектора без подъема колонны насосных штанг из скважины. Таким образом, сразу же обеспечивается
50 преимущество использования полых насосных штанг для скважин, уже оснащенных насосами с поступательно перемещающейся полостью. Применение полых насосных штанг и способа кондиционирования, представленных в данной заявке на патент, также обеспечивает преимущества при использовании технологий нагнетания с использованием

плунжерных насосов, а также винтовых насосов.

При использовании полых насосных штанг обеспечиваются преимущества при сборе реальных данных, а также при применении непосредственного привода для приведения в действие насосов с поступательно перемещающейся полостью, винтовых насосов или электрических погружных насосов. Информация от датчиков, расположенных в зоне забоя, теперь может быть передана на поверхность через посредство соответствующих электрических или оптических кабелей для передачи данных, размещенных в колонне полых насосных штанг, при одновременном выполнении нагнетательных операций в скважине. Когда рассматриваются случаи применения непосредственного привода, необходимо учитывать то, что электрические двигатели должны быть присоединены непосредственно к насосу в зоне забоя скважины. При использовании технологии с применением полых насосных штанг питание может быть подано к забойному электрическому двигателю посредством силовых кабелей, размещенных в колонне полых насосных штанг. Таким образом, защита кабелей для передачи данных и силовых кабелей может быть обеспечена проще, поскольку кабели не должны выдерживать воздействие, обусловленное коррозионной активностью скважинных текучих сред, или комбинированное воздействие температуры или давления, в результате чего стоимость этих специальных кабелей снижается. Сбор реальных данных из зоны забоя скважины или непосредственный привод становятся более легко осуществимыми и тем самым более целесообразными.

Примеры, иллюстрирующие способ кондиционирования, представленный в данной заявке, и полые насосные штанги, предназначенные для его реализации, описаны ниже более подробно со ссылками на чертежи, на которых изображено следующее:

фиг.1 показывает вид спереди полый насосной штанги;

фиг.2 показывает вид спереди и частичное сечение полый насосной штанги по фиг.1;

фиг.3 показывает схематичное изображение типовой конструкции для нагнетания с использованием насоса с поступательно перемещающейся полостью при применении колонны полых насосных штанг.

Способ кондиционирования в соответствии с настоящим изобретением включает приготовление кондиционирующей текучей среды, дозирование и нагнетание ее в ствол скважины при эксплуатации скважины, обеспечение взаимодействия кондиционирующей текучей среды со скважинными текучими средами, самим стволом скважины или пористой породой пласта-коллектора и соответствующее изменение свойств скважинных текучих сред или пористой породы пласта-коллектора вокруг ствола скважины. Отличительной особенностью способа является фаза нагнетания кондиционирующей текучей среды. Кондиционирующая текучая среда проходит непосредственно в ствол скважины через полые насосные штанги одновременно с нагнетанием скважинных текучих сред к поверхности. Таким образом, передача энергии, необходимой для нагнетания, с поверхности к месту использования (глубинному насосу) одновременно с кондиционированием скважинных текучих сред становится возможной за счет использования этого нового подхода. Кондиционирующая текучая среда, которую нагнетают в ствол скважины через полые насосные штанги, может быть направлена в насосно-компрессорную колонну или в ствол скважины при выполнении нагнетательных операций в скважине или может быть введена под давлением в пористую породу пласта-коллектора вокруг ствола скважины без подъема колонны полых насосных штанг из скважины. Регулирование давления нагнетания и использование соответствующих устройств для направления текучей среды обеспечивает возможность выпуска кондиционирующей текучей среды в определенном месте в ствол скважины. Все этапы кондиционирования и нагнетания выполняются традиционным образом.

Форма и размеры полый насосной штанги в соответствии с настоящим изобретением определяются стандартом 11В Американского нефтяного института. Полая насосная штанга состоит из двух трубчатых деталей 1, названных головками насосной штанги и присоединенных к стальной трубе 2. Толщина стенок стальной трубы выбрана соответствующим образом для выполнения заданного процесса. Головки насосной штанги

присоединены к стальной трубе посредством сварки, в результате чего получают конечное изделие, непрерывную трубу, по которой может проходить текучая среда, полную насосную штангу. Соединение полых насосных штанг вместе приводит к образованию колонны полых насосных штанг, которая может обеспечить передачу энергии от поверхности к месту

использования (глубинному насосу) с одновременным обеспечением возможности прохода текучей среды через нее. Длина полых насосных штанг составляет от 8,32 метра до 9,99 метра, при этом возможно изготовление более коротких вариантов ("полых укороченных насосных штанг") посредством такого же процесса (эквивалент укороченных насосных штанг в соответствии со стандартом 11В Американского нефтяного института).

Головка 1 насосной штанги состоит из резьбового участка а (с резьбой в соответствии со стандартом 11В Американского нефтяного института), за которым следует участок b, который служит в качестве участка снятия внутренних напряжений, за которым следует участок с, называемый буртиком, а за участком с следует квадратная шейка (шейка квадратного сечения) d. Квадратная шейка d обеспечивает возможность приложения крутящего момента посредством ключа при соединении полых насосных штанг в колонну и разборке колонны на отдельные полые насосные штанги. За квадратной шейкой d следует участок е с большей толщиной, называемый утолщенной частью, и цилиндрический участок f сварного соединения. Внутренняя полая часть g головки 1 насосной штанги является цилиндрической на всем участке g' от верхнего конца резьбового участка до последней трети утолщенной части е, конической на всем участке q" и заканчивается другим цилиндрическим участком g''' на всем участке f сварного соединения. Между участками q" и q''' может быть выполнено закругление r, которое служит зоной снятия напряжений. Вышеописанная внутренняя форма головки насосной штанги обеспечивает минимизацию падения давления протекающей через нее кондиционирующей текучей среды и максимизацию механического сопротивления насосной штанги к различным видам механической энергии, полученной на поверхности, к насосу с поступательно движущейся полостью.

Сталь, из которой изготовлена полая насосная штанга, выбрана таким образом, чтобы обеспечить выполнение всех предварительных требований с точки зрения крутящего момента, удлинения и комбинированного воздействия крутящего момента и удлинения, включая усталостную прочность и коррозионную стойкость.

Полые насосные штанги могут быть соединены вместе с образованием колонны полых насосных штанг, и она показана на фиг.3 для типового случая применения насоса с поступательно движущейся полостью. Можно видеть, что нагнетательное устройство состоит из приводного устройства А, образованного из электрического двигателя 3, обеспечивающего подачу энергии к редуктору, муфты 4 и приводной головки 5. Сальниковая набивка В на полый полированной штанге 6 гарантирует то, что нагнетаемую текучую среду можно будет нагнетать через колонну полых насосных штанг без утечек. Сальниковая набивка С обеспечивает уплотнение полый полированной штанги 6 относительно насосно-компрессорной колонны, так что не будет происходить никакой утечки скважинных текучих сред в окружающую среду. Полая полированная штанга 6 соединена с колонной D полых насосных штанг посредством более короткой полый насосной штанги, аналогичной укороченной насосной штанге, но выполненной полый. Колонна D полых насосных штанг вставлена в насосно-компрессорную колонну 7 и образована из полых насосных штанг 8, соединенных вместе посредством стандартных резьбовых соединителей. Колонна полых насосных штанг может заканчиваться инжекционным клапаном 9, через который кондиционирующая текучая среда может быть выпущена в кольцевое пространство между насосно-компрессорной колонной и колонной насосных штанг над насосом с поступательно движущейся полостью. Энергия передается с поверхности к насосу Е с поступательно перемещающейся полостью посредством колонны D полых насосных штанг. Насос Е может представлять собой или традиционный насос с поступательно перемещающейся полостью, или насос с поступательно перемещающейся полостью, выполненный с полым ротором. Анкерное устройство F и стабилизирующее

устройство 11 обеспечивают крепление и центрирование указанного насоса в зоне забоя. В этом последнем случае кондиционирующая текучая среда может быть выпущена или в насосно-компрессорную колонну, или в забой в ствол скважины при выполнении нагнетательных операций в скважине. Кондиционированию также может подвергаться

5 пористая порода пласта-коллектора вокруг ствола скважины в том случае, если кондиционирующая текучая среда нагнетается под давлением через колонну полых насосных штанг.

Если следует предусмотреть сбор реальных данных, кабели для передачи данных, обеспечивающие передачу информации от датчиков, расположенных в зоне забоя

10 скважины, к поверхности, проходят через колонну полых насосных штанг. Таким образом, кабели для передачи данных, или электрические, или оптические, будут защищены от воздействия коррозионно-активных скважинных текучих сред и от воздействия давления. Аналогичным образом, если предусмотрено применение непосредственного привода, силовой кабель проходит через колонку полых насосных штанг, обеспечивая соединение

15 забойного электрического двигателя с источником энергии на поверхности.

Если предусмотрено использование плунжерного насоса, насос Ес поступательно перемещающейся полостью должен быть заменен глубинным плунжерным насосом, а приводное устройство - качалкой упрощенного вида для глубинных насосов, при этом

20 остальная часть конструкции остается такой же. В случае винтового насоса насос Ес поступательно перемещающейся полостью заменяют самим винтовым насосом, при этом никаких других изменений не требуется в конструкции, представленной на фиг.3. В обоих случаях (в случае глубинного плунжерного насоса и винтового насоса) можно кондиционировать скважинные текучие среды в процессе нагнетания путем закачивания кондиционирующей текучей среды через колонну D полых насосных штанг в кольцевое

25 пространство между насосно-компрессорной колонной и колонной полых насосных штанг через инжекционный клапан 9 над насосом. При использовании насосов данных двух типов отсутствует возможность кондиционирования ствола скважины или пористой породы пласта-коллектора вокруг ствола скважины посредством нагнетания кондиционирующей текучей среды через колонну полых насосных штанг, что обусловлено конструкцией данных

30 насосов.

Формула изобретения

1. Способ кондиционирования скважинных текучих сред, ствола скважины или породы пласта-коллектора вокруг ствола скважины, включающий приготовление

35 кондиционирующей текучей среды, дозирование и закачивание ее под давлением в ствол скважины для взаимодействия кондиционирующей текучей среды со скважинными текучими средами с последующим и соответствующим изменением их свойств, являющихся результатом данного взаимодействия, при этом закачивание кондиционирующей текучей среды осуществляют посредством связанной с насосом

40 непрерывной трубы, состоящей из ряда последовательно соединенных полых насосных штанг и обеспечивающей соединение поверхности со стволом скважины, отличающийся тем, что осуществляют закачивание кондиционирующей текучей среды непосредственно с поверхности в ствол скважины одновременно с выполнением нагнетательных операций в скважине для обеспечения распределения кондиционирующей текучей среды в стволе

45 скважины или в породе пласта-коллектора вокруг ствола скважины, при этом для нагнетания скважинных текучих сред на поверхность используют насос с поступательно движущейся полостью, полый ротор которого связан с последовательно соединенными полыми насосными штангами.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что регулируют положение места ввода

50 кондиционирующей текучей среды в ствол скважины и ее взаимодействия со скважинными текучими средами, стволом скважины или породой пласта-коллектора вокруг ствола скважины посредством регулирования давления нагнетания кондиционирующей текучей среды.

3. Насосная штанга, выполненная из стали, содержащая трубу и две трубчатые головки, приваренные к концам трубы, и имеющая резьбу на обоих концах, отличающаяся тем, что головка имеет внутреннее отверстие, цилиндрическое на участке от верхнего конца резьбового участка головки до последней трети утолщенной части конца резьбового

5 участка, конический участок, расположенный за цилиндрическим участком и заканчивающийся цилиндрическим участком на всей длине зоны приваривания головки, при этом между коническим участком и данным цилиндрическим участком выполнено закругление для снятия внутренних напряжений.

10 4. Насосная штанга по п.3, отличающаяся тем, что приспособлена присоединяться к аналогичным насосным штангам для образования полой колонны для непрерывного прохождения через нее текучей среды.

5 5. Полая колонна для нагнетания кондиционирующей текучей среды, связанная с насосом и состоящая из ряда последовательно соединенных полых насосных штанг, обеспечивающих соединение поверхности со стволом скважины, предназначенных для прохождения текучей среды, имеющих каждая трубу, две трубчатые головки, приваренные к концам трубы, и резьбу на обоих концах и образующих непрерывную трубу, отличающаяся тем, что в качестве насоса использован насос с поступательно движущейся полостью с полым ротором, изготовленным из стали и связанным с рядом последовательно соединенных полых насосных штанг, при этом образованная насосными 20 штангами непрерывная труба выполнена с возможностью протягивания или размещения в ней электрического или оптического кабеля.

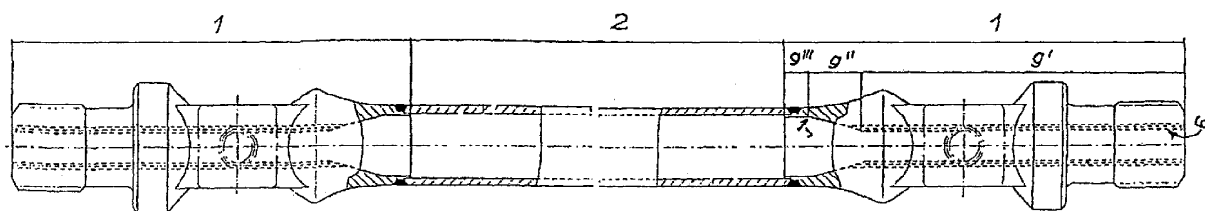
6. Полая колонна по п.5, отличающаяся тем, что одновременно с выполнением нагнетательных операций в скважине она приспособлена для введения кондиционирующих текучих сред под давлением или, в случае необходимости, для защиты проходящих через 25 полую колонну электрических/оптических кабелей, обеспечивающих передачу на поверхность электрических сигналов, характеризующих свойства скважинных текучих сред или состояние нагнетания текучих сред и генерируемых соответствующими датчиками, установленными на полой колонне или на насосе, или обеспечивающих передачу энергии с поверхности в зону забоя к забойным электрическим двигателям, используемым для 30 приведения в действие насосов с поступательно движущейся полостью, винтовых насосов или электрических погружных насосов.

35

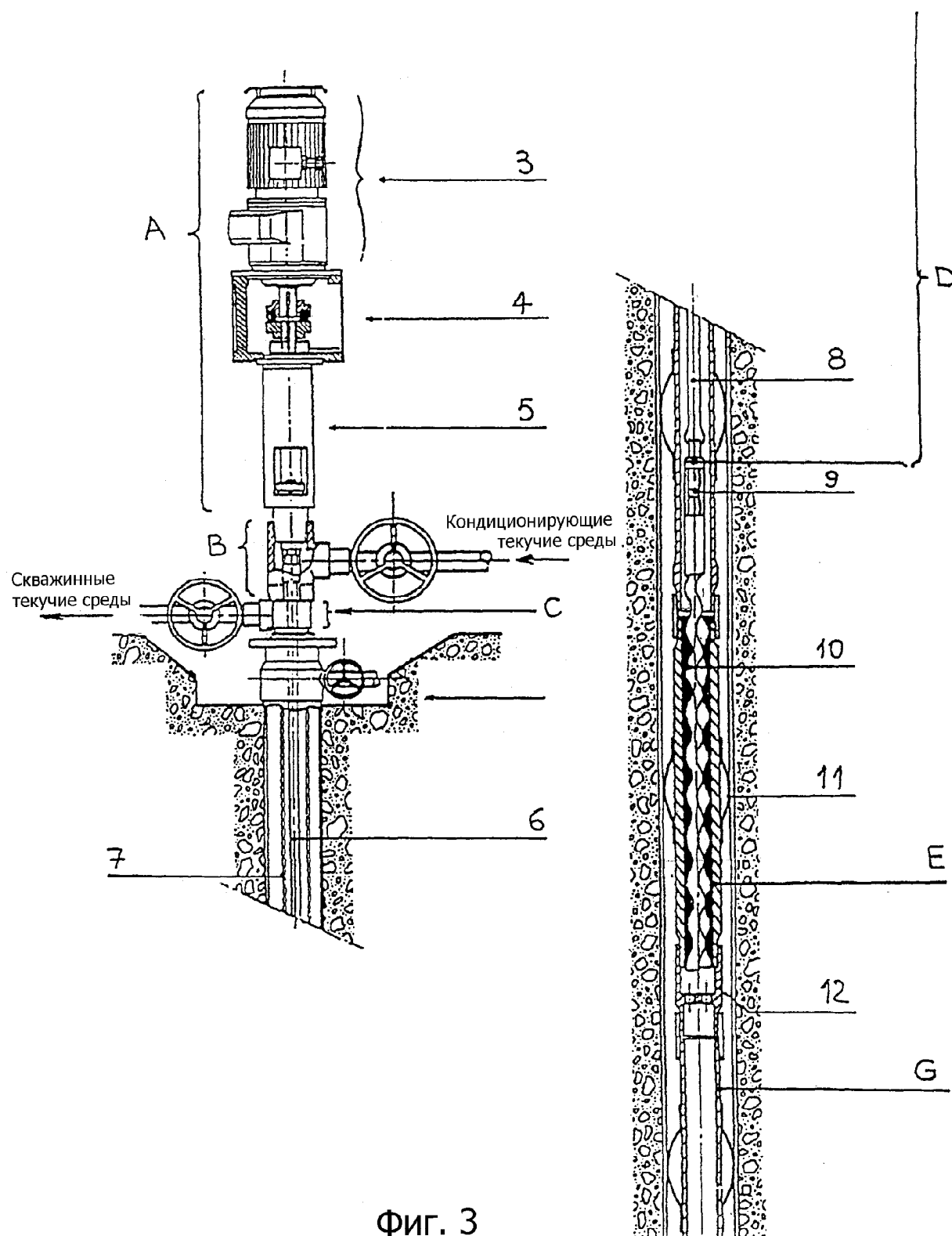
40

45

50



ФИГ. 2



ФИГ. 3