



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21), (22) Заявка: 2007116352/03, 03.05.2007

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
03.05.2007

(43) Дата публикации заявки: 20.11.2008

(45) Опубликовано: 20.07.2009 Бюл. № 20

(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: ВУ 4314 U1, 30.03.2002. SU 1559105 A1,  
23.04.1990. RU 2182956 C2, 27.05.2002. RU  
2023862 C1, 30.11.1994. GB 1100794 A,  
24.01.1968.

Адрес для переписки:

663310, Красноярский край, г. Норильск,  
пр-д Молодежный, 21, кв.613, В.И.Склянову

(72) Автор(ы):

Склянов Владимир Иванович (RU),  
Соколов Александр Анатольевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Склянов Владимир Иванович (RU),  
Соколов Александр Анатольевич (RU)**(54) СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУБ ИЗ СКВАЖИНЫ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО  
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

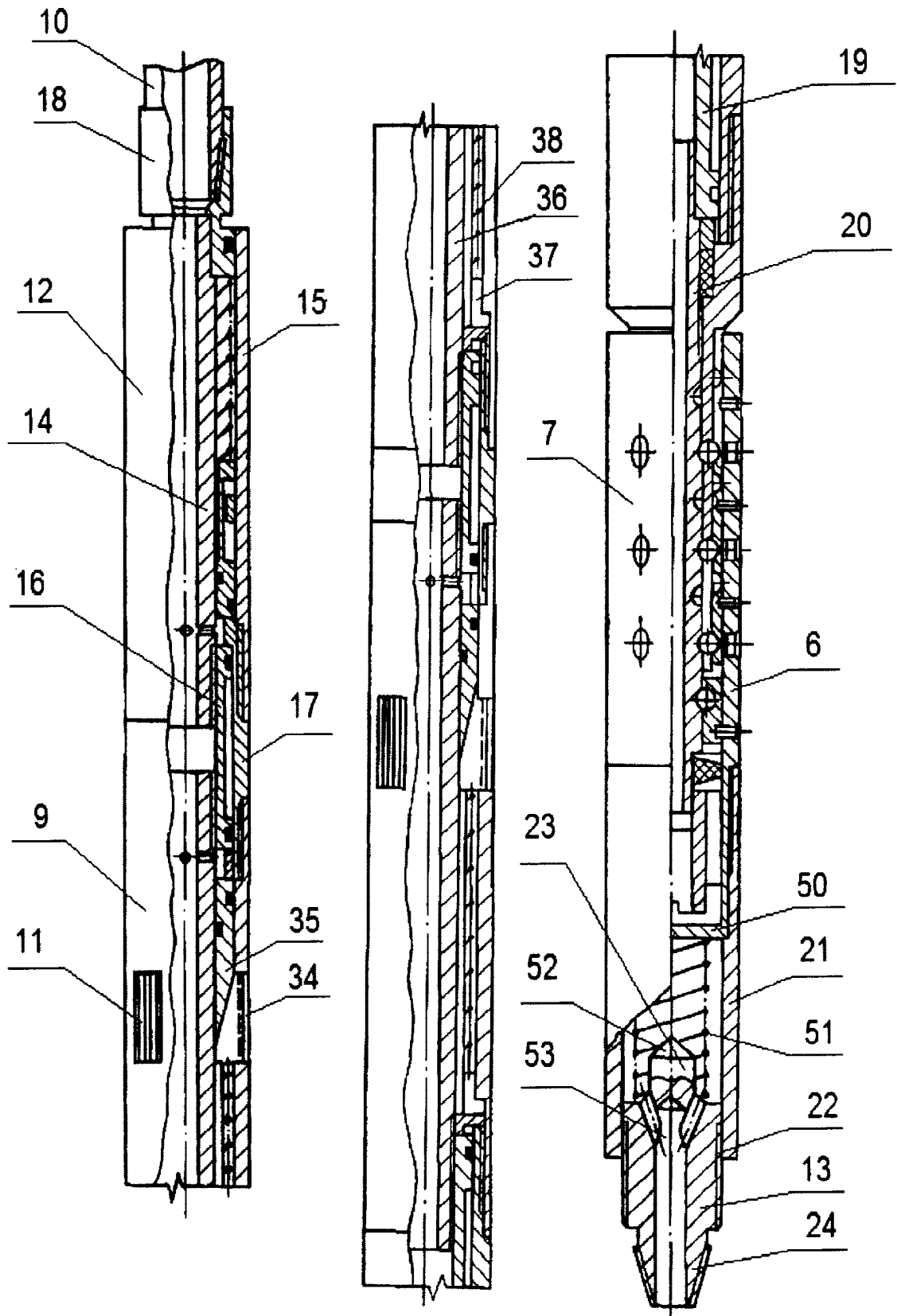
(57) Реферат:

Группа изобретений относится к бурению нефтяных и газовых скважин, а именно к способам извлечения из скважины колонны прихваченных труб. Способ включает спуск на правых рабочих трубах на рабочую глубину в скважину устройства, состоящего из механизма фиксации и механизма реверса, к выходному валу которого через переходник и соединительную трубу присоединен ловильный инструмент с левой резьбой до его контакта с головой прихваченной колонны, фиксацию устройства путем подачи промывочной жидкости в механизм фиксации и выдвижения подпружиненных якорей, навинчивание влево ловильного инструмента на голову прихваченной колонны труб под действием преобразованного механизмом реверса правого вращения колонны рабочих труб в левое вращение ловильного инструмента, откручивание резьбы в соединении труб колонны, расфиксирование устройства, извлечение из ствола скважины на поверхность отвинченной от прихваченной колонны части труб. После определения верхней границы прихвата и места расположения механизма фиксации УРТ в стволе и вычисления длины соединительной трубы вычисляют M1 максимально допустимый крутящий момент

для конструкции свободной части прихваченной колонны, вычисляют вес R конструкции составной колонны, вычисляют максимально допустимое растягивающее усилие для конструкции составной колонны. После установки и навинчивания ловильного инструмента на голову колонны и расфиксирования УРТ к голове рабочих труб на устье прикладывают максимально допустимое для конструкции составной колонны растягивающее усилие и после фиксации УРТ в скважине прикладывают крутящий момент M1 к колонне рабочих труб и производят плавное уменьшение растягивающего усилия до величины R. Если при этом не начинается развинчивание колонны в резьбовом соединении на верху прихваченной трубы, производят последовательные ступенчатые снижения растягивающего усилия на величину, соответствующую весу трубы в свободной части прихваченной колонны, начиная от веса трубы привинченной к прихваченной трубе. После каждого снижения величины растягивающего усилия контролируют начало развинчивания по показаниям датчика на приводе вращения. Повышается надежность и производительность извлечения прихваченных труб. 2 н. и 1 з.п. ф-лы, 6 ил.

RU 2 362 003 C2

RU 2 362 003 C2



Фиг. 2



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.  
**E21B 31/00** (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: **2007116352/03, 03.05.2007**

(24) Effective date for property rights:  
**03.05.2007**

(43) Application published: **20.11.2008**

(45) Date of publication: **20.07.2009 Bull. 20**

Mail address:

**663310, Krasnojarskij kraj, g. Noril'sk, pr-d  
Molodezhnyj, 21, kv.613, V.I.Skljanovu**

(72) Inventor(s):

**Skljanov Vladimir Ivanovich (RU),  
Sokolov Aleksandr Anatol'evich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Skljanov Vladimir Ivanovich (RU),  
Sokolov Aleksandr Anatol'evich (RU)**

(54) **PROCEDURE FOR REMOVING PIPES FROM WELL AND FACILITY FOR IMPLEMENTATION OF THIS PROCEDURE**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas production.

SUBSTANCE: group of inventions refers to drilling oil and gas wells, notably to procedures of removing column of frozen pipes from well. The procedure consists in lowering a facility into a well to operational depth on the right working pipes; the facility consists of a mechanism of fixation and of a mechanism of reverse, to the output shaft of which by means of a sub and a connecting pipe there is connected a fishing tool with a left thread; the facility is lowered till the fishing tool contacts a head of the frozen column; further the procedure consists in fixation of the facility by means of supply of flushing fluid into the mechanism of fixation and moving out spring-loaded anchors; in screwing the fishing tool to the left onto the head of the frozen column under influence of flow string right rotation converted with the reverse mechanism into left rotation of the fishing tool; in unscrewing the thread in the connection of flow string; in unfixturing the facility; and in removing part of pipes unscrewed from the frozen column out of the borehole of the well to surface. Upon determining the upper boundary of freeze-in and place of location of the mechanism of fixation (facility for unfixturing pipes -FUP) in the borehole and calculation of length

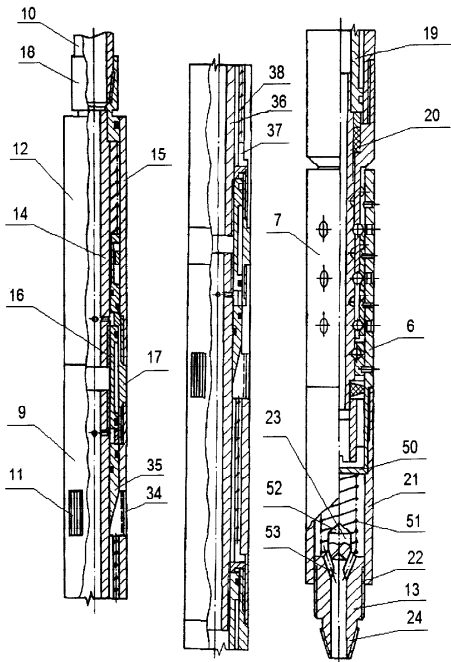
of a connecting pipe, there is calculated M1 - maximum allowed torque for the structure of the free part of the frozen column; also weight P of the structure of the complex flow string is calculated; and maximum allowed stretching force for the structure of the complex flow string is calculated. Upon installation and screwing on the fishing tool on the head of the string and unfixturing FUP to the head of the working pipes there is applied maximum allowed for the structure of the complex flow string stretching strength at the well head; upon fixation of FUP in the well there is applied torque M1 to the flow string and there is performed smooth decreasing of stretching force to value P. If unscrewing of the flow string in the thread connection at the top of the frozen pipe does not commence, then there is performed successive stage reductions of stretching force by value corresponding to weight of the pipe in the free part of the frozen string starting from weight of the pipe screwed on to the frozen pipe. Upon each reduction of stretching force value beginning of unscrewing is controlled by readings of a sensor on the rotation drive.

EFFECT: increased reliability and efficiency of removing frozen pipes.

3 cl, 7 dwg

RU 2 3 6 2 0 0 3 C 2

RU 2 3 6 2 0 0 3 C 2



Фиг. 2

Изобретение относится к нефтяной и газовой промышленности, а именно к способам извлечения труб из скважины и устройствам для развинчивания труб (далее УРТ) в скважине.

Изобретение может быть использовано при ликвидации аварий, связанных с прихватом труб при бурении, а также при капитальном ремонте скважин.

Известен способ извлечения не прихваченной части колонны бурильных труб методом развинчивания по частям с применением колонны бурильных труб с левой резьбой (левая колонна бурильных труб) (см. книгу: Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. - М.: Недра, 1985, с.90), заключающийся в следующем:

- доставляют левую бурильную колонну на скважину и меняют правую (рабочую) бурильную колонну на левую;

- на левых бурильных трубах спускают в скважину ловильный инструмент с левой резьбой (левый ловильный инструмент) и устанавливают на голове (верхнем конце) колонны извлекаемых труб;

- вращают влево бурильную колонну вместе с ловильным инструментом и отвинчивают часть извлекаемых труб;

- поднимают отвинченную часть труб на поверхность и, при необходимости, процесс извлечения труб повторяют.

Недостатки данного способа:

- низкая надежность, так как при отвинчивании извлекаемых труб требуется прикладывать большой крутящий момент для страгивания (срыва) резьбового соединения, что может привести при определенных условиях, например большой длине объединенной колонны, наличии в колонне деформированных или изношенных труб, к поломке стенок или резьб труб и тем самым усугубить аварийную ситуацию;

- низкая производительность, связанная с дополнительными затратами времени на замену правой колонны бурильных труб на левую, и наоборот;

- необходимость иметь на площадке достаточное количество левых труб или доставлять их к месту бурения, что связано с большими затратами времени и средств.

В производственных условиях на несколько буровых установок или на партию обычно имеется только один комплект такого инструмента с левой резьбой. При возникновении аварий он перевозится с одного бурового агрегата на другой за десятки, а иногда и за сотни километров.

Кроме этого, наличие на буровой двух колонн (с правой и левой резьбой), особенно при большой глубине скважины, увеличивает нагрузку на вышку и ухудшает условия труда.

Известен также способ извлечения неприхваченной части колонны труб (см. книгу: Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. - М.: Недра, 1985, с.200), заключающийся в последовательном развинчивании и извлечении на поверхность бурильных труб с помощью УРТ, которое опускается в скважину на рабочих трубах с правой резьбой.

УРТ состоит из механизма фиксации и механизма поворота, к выходному валу которого на соединительной трубе присоединен ловильный инструмент с левой резьбой.

Перед спуском УРТ проводится профиле- или кавернометрия скважины для определения ближайшего от верхнего конца прихваченных бурильных труб сужения ствола и определяется длина соединительных труб между выходным валом УРТ и присоединяемым к нему ловильным инструментом таким образом, чтобы при постановке ловильного инструмента на голову прихваченной колонны труб механизм фиксации УРТ находился в суженной части ствола.

Осуществляется спуск на правых рабочих трубах на расчетную глубину в скважину УРТ до контакта ловильного инструмента с головой колонны прихваченных труб, затем в расчетном месте ствола скважины выполняется фиксация УРТ путем

повышения давления промывочной жидкости, подаваемой через колонну рабочих труб в механизм фиксации, где она приводит к расширению нагнетательный шланг до его контакта (упора) со стенками скважины.

5 Производится навинчивание ловильного инструмента на голову прихваченной колонны труб под действием преобразованного механизмом вращения правого вращения колонны рабочих труб в левое вращение ловильного инструмента.

Затем выполняется развинчивание резьбы в соединении труб прихваченной колонны и производится расфиксирование устройства путем понижения давления промывочной жидкости, приводящего к сжатию нагнетательного шланга и  
10 прекращению его контакта со стенками скважины, т.е. возврату механизма фиксации в исходное (транспортное) положение.

Производится извлечение из скважины на поверхность отвинченной от прихваченной колонны трубы.

В приведенном способе можно выделить ряд недостатков.

15 Заложенный в способе принцип дискретного отвинчивания преимущественно верхней трубы в прихваченной колонне требует столько раз опускать и извлекать УРТ, сколько труб оказалось в прихваченной колонне до места прихвата. Каждая спускоподъемная операция сопровождается большими гидродинамическими перепадами давления, соударениями со стенками скважины, которые, в свою очередь,  
20 могут вызвать такие геологические осложнения, как нарушение устойчивости ствола, вывалы, осыпи и обрушения стенок скважины. Эти последствия могут привести к осложнению аварии, что значительно уменьшает его надежность.

Кроме этого, низкая надежность способа связана также с малой надежностью работы механизма фиксации, в котором в качестве упорного элемента использован  
25 нагнетательный шланг, который может проскальзывать особенно при воздействии больших крутящих моментов, необходимых для «срыва» резьбы в начале развинчивания.

Большое количество спускоподъемных операций, малопроизводительное поодиночное развинчивание путем циклического (дискретного) вращения ловильного  
30 инструмента и такой же малопроизводительный поодиночный процесс извлечения труб из скважины приводят к значительному увеличению продолжительности извлечения и ликвидации аварии.

Кроме этого, резьбовые соединения развинчиваемых труб, интенсивно нагруженные и частично деформированные от действия веса объединенной колонны  
35 труб и изгибающих деформаций, создаваемых вращающейся колонной под воздействием крутящего момента привода, расположенного на поверхности скважины, для «срыва» и начала гарантированного развинчивания требуют приложения таких величин крутящих моментов, которые могут привести к механическому разрушению труб. Это приводит, как показывает практика, к  
40 развинчиванию, в первую очередь, наиболее «слабого» резьбового соединения, которое располагается гораздо выше места прихвата, что также снижает эффективность способа.

Приведенный анализ показывает, что недостатками данного способа-прототипа являются низкая надежность и низкая производительность.

45 Приведенный способ реализован с использованием известного УРТ для отвинчивания неприхваченной части колонны труб (см. ту же книгу: Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. - М.: Недра, 1985, с.200).

УРТ состоит из механизма фиксации и механизма поворота, выполненного в виде  
50 приводного гидравлического поршневого двигателя дифференциального действия и поворотного узла, к шпинделю которого присоединяется ловильный инструмент.

Механизм фиксации УРТ включает корпус, сальники, через которые проходит бурильная труба с редукционным клапаном, нагнетательный шланг, уложенный

витками на корпусе, пружинную подвеску и шлицевое соединение.

Гидравлический поршневой двигатель состоит из нагнетательной камеры, цилиндра с крышками, поршня, соединенного с верхним и нижним штоками, клапанов, сидящих на общей тяге и защищенных от скоростного напора промывочной жидкости  
5 стаканами, двух пружин и двух ограничителей хода поршня.

Поворотный узел УРТ состоит из корпуса со шлицевой муфтой, ограничителя и пяты, имеющей радиально-упорные подшипники и храповые кулачки, шлицевого штока и геликоидального штока, соединенных с нижним штоком гидродвигателя, геликоидальной храповой муфты, имеющей кулачковое зацепление со шпинделем,  
10 переходника для присоединения ловильных труб с метчиком или колоколом, контрольной храповой муфты, имеющей шлицевое соединение со шпинделем и опирающейся на пружину.

Соединения деталей двигателя и поворотного узла, а также ловильного инструмента со шпинделем имеют левую резьбу. Рабочие (бурильные) трубы выше  
15 механизма фиксации имеют правую резьбу.

Шланг механизма фиксации сообщается с бурильными трубами, поэтому при подаче промывочной жидкости он раздувается, упирается в стенки скважины и удерживает от вращения корпус и одновременно через шлицевое соединение удерживает бурильные трубы в процессе работы.

Гидравлический поршневой двигатель работает при подаче промывочной жидкости в нагнетательную камеру и обеспечивает связанным с ним шлицевому и геликоидальному штокам поворотного узла возвратно-поступательное перемещение. При движении геликоидального штока вверх геликоидальная храповая муфта поворачивается по часовой стрелке, при этом благодаря косым зубьям она выходит из  
25 зацепления со шпинделем. Последний входит в зацепление с опорной плитой через контрольную храповую муфту и этим обеспечивается удержание ловильного инструмента от поворота по часовой стрелке вследствие упругости колонны и аварийных бурильных труб. При ходе геликоидального штока вниз геликоидальная храповая муфта войдет в зацепление со шпинделем и повернет его совместно с  
30 ловильным инструментом влево на некоторый угол.

Таким образом, осуществляется циклическое (дискретное) вращение ловильного инструмента влево, что обеспечивает навинчивание колокола или метчика, а также отвинчивание резьбы извлекаемых труб. При этом необходимые еремещения УРТ  
35 вверх или вниз при навинчивании ловильного инструмента или развинчивании эвакуируемых труб обеспечиваются пружинной подвеской в верхней части механизма фиксации. Когда процесс отвинчивания очередной трубы закончен, механизм фиксации приводится в нерабочее состояние и отвинченную трубу поднимают на поверхность.

Недостатком данного устройства является его низкая надежность из-за большой сложности конструкции, а также присутствия в его работе ударных нагрузок, негативно влияющих на состояние стенок скважины, что может привести даже после  
40 извлечения первой трубы к завалу скважины и усилению аварийной ситуации.

Низкая надежность также является следствием низкой надежности работы механизма фиксации, в котором в качестве упорного элемента использован  
45 нагнетательный шланг, который может проскальзывать особенно при воздействии больших крутящих моментов, необходимых для «срыва» резьбы в начале процесса развинчивания.

Кроме этого, поштучное развинчивание и извлечение труб определяют низкую производительность процесса.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому УРТ является  
50 «Устройство для отвинчивания труб в скважине» (патент Республики Беларусь №4314 по Кл. E21B 23/00, E21B 23/04, опубли. 30.03.2002 г.), в основу которого положен синусошариковый редуктор. УРТ состоит из корпуса синусошарикового редуктора, в

котором на шпонке расположены наружные втулки, сверху на него ввинчена упорная втулка, а снизу выполнена резьба для крепления ловильного инструмента. Внутри корпуса установлен входной полый вал, на котором на шпонке расположены внутренние втулки, в верхней части полого вала подвижно установлена втулка с резьбой для присоединения труб рабочей колонны. Между внутренними и наружными втулками расположено водило, по прорезям которого, как и по замкнутым синусоидальным канавкам внутренних и наружных втулок, перемещаются тела качения - шарики. В верхней части водила на осях расположены три якоря, подпружиненных с помощью пластинчатых пружин. В выбранной кинематической схеме синусошарикового редуктора входной вал с внутренними втулками является ведущим звеном редуктора, наружные втулки с корпусом и ловильным инструментом - ведомым звеном, а водило с якорями - заторможенным звеном редуктора.

Недостатком данного устройства является низкая надежность фиксации УРТ в скважине, особенно проявляющаяся при неудовлетворительном состоянии стенок скважины (наличие локальной физико-механической неоднородности в структуре породы, вывалы, пустоты и т.д.). В таких условиях за счет возможного отсутствия упора, например из-за частичного перемещения одного из якорей в стенку скважины при ее разрушении или вывале, может происходить перекося расположения ловильного инструмента относительно оси скважины, приводящий к осложнению начала процесса наворачивания ловильного инструмента на голову прихваченной колонны, что снижает его надежность.

Кроме этого, механизм фиксации приводится в действие при достижении метчиком головы прихваченной колонны путем принудительного направленного вниз осевого перемещения данного устройства с помощью системы буровой установки. Только при этом водило синусошарикового редуктора движется вниз относительно корпуса, в результате чего подпружиненные якоря, перемещаются по выступу втулки и, раскрываясь, стопорят УРТ внутри скважины. Это приводит к значительным нагрузкам на соединительные резьбы труб в прихваченной колонне. Нагруженное и зажатое состояние резьбового соединения развинчиваемых труб в прихваченной колонне от действия веса рабочей колонны труб с УРТ и усиленное вертикальной нагрузкой от системы буровой установки (для фиксации УРТ в скважине), а также значительное расстояние от места приложения крутящего момента до места развинчивания приводят к возникновению изгибающих деформаций объединенной колонны рабочих и аварийных труб. Это не позволяет из-за возможности разрушения труб приложить крутящий момент такой величины, которая гарантирует «срыв» резьбы и начало ее развинчивания, что также уменьшает надежность.

Недостатком устройства является также низкая производительность, обусловленная необходимостью реализации процесса последовательного отворачивания и извлечения из скважины по одной трубе начиная с верхней, т.к. именно на ее резьбовое соединение будет воздействовать наименьшая вертикальная нагрузка по сравнению с трубами, расположенными ниже.

Реализованный принцип дискретного отвинчивания резьбы верхней трубы в прихваченной колонне требует столько раз опускать и извлекать УРТ, сколько труб оказалось в прихваченной колонне до места прихвата. Каждая спускоподъемная операция сопровождается большими гидродинамическими перепадами давления, соударениями со стенками скважины, которые, в свою очередь, могут вызвать такие геологические осложнения, как нарушение устойчивости ствола, вывалы, осыпи и обрушения стенок скважины. Эти последствия могут привести к осложнению аварии, что также значительно уменьшает надежность.

Описанные в упомянутой книге Коломойца А.В. способ извлечения неприхваченной части колонны труб и «Устройство для отвинчивания труб в скважине» (патент Республики Беларусь №4314 по Кл. E21B 23/00, E21B 23/04, опубл.

30.03.2002 г.) являются наиболее близкими к предлагаемому техническому решению.

Таким образом, недостатками известного способа и устройства для его осуществления являются низкая надежность и низкая производительность.

Техническая задача, решаемая изобретением, состоит в повышении надежности и  
5 производительности извлечения из скважины колонны прихваченных труб.

Для решения этой технической задачи в предлагаемом способе, как и в известном,  
- проводят профиле- или кавернометрию скважины, определяют верхнюю границу  
прихвата и ближайшее от головы прихваченной колонны место в скважине  
(неработанное, с устойчивыми и прочными стенками) для надежной фиксации УРТ;

10 - вычисляют длину соединительной трубы и устанавливают ее с ловильным  
инструментом на УРТ исходя из требования, чтобы при постановке ловильного  
инструмента на голову прихваченной колонны механизм фиксации УРТ находился в  
определенном (предыдущим действием) месте, обеспечивающем надежную фиксацию  
в скважине;

15 - осуществляют спуск на правых рабочих трубах на расчетную глубину в скважину  
УРТ до контакта ловильного инструмента с головой прихваченной колонны труб;

- выполняют фиксацию УРТ в расчетном месте скважины путем повышения  
давления промывной жидкости, подаваемой через колонну рабочих труб в механизм  
фиксации и выдвижения подпружиненных якорей до упора со стенками скважины;

20 - производят навинчивание (влево) ловильного инструмента на голову  
прихваченной колонны труб (под действием преобразованного механизмом реверса  
правого вращения колонны рабочих труб в левое вращение ловильного инструмента);

- выполняют развинчивание (влево) резьбы в соединении труб прихваченной  
колонны;

25 - производят расфиксирование УРТ в скважине (понижением давления промывной  
жидкости в механизме фиксации и возвращением подпружиненных якорей в исходное  
(транспортное) положение);

- извлекают из скважины на поверхность на рабочих трубах: УРТ с соединительной  
трубой, ловильным инструментом и отвинченную от прихваченной колонны трубу.

30 В отличие от прототипа в предлагаемом способе после проведения профиле- или  
кавернометрии скважины, определения верхней границы прихвата и места  
расположения механизма фиксации УРТ в стволе, вычисления длины и установки на  
УРТ соединительной трубы с ловильным инструментом:

35 - вычисляют  $L_1$  - длину свободной части прихваченной колонны от места прихвата  
до механизма реверса УРТ;

- вычисляют  $L_2$  - длину составной колонны от места прихвата до привода вращения  
колонны на поверхности устья скважины;

- вычисляют  $M_1$  - максимально допустимый крутящий момент для конструкции  
свободной части прихваченной колонны длиной  $L_1$ ;

40 - вычисляют  $P$  - вес конструкции составной колонны длиной  $L_2$ , с учетом веса УРТ;

- вычисляют  $F$  - максимально допустимое растягивающее усилие для конструкции  
составной колонны длиной  $L_2$ , с учетом конструкции УРТ,

а после установки и навинчивания ловильного инструмента на голову колонны  
прихваченных труб и расфиксирования УРТ в скважине понижением давления

45 промывной жидкости к голове рабочих труб на устье скважины прикладывают  
максимально допустимое для конструкции составной колонны растягивающее  
усилие  $F$  и после фиксации УРТ в скважине приводом вращения прикладывают

крутящий момент  $M_{кр}$  к колонне рабочих труб величиной не более  $M_1$  и производят

50 плавное уменьшение растягивающего усилия  $F$  до величины  $P$ ; если при этом не

начинается развинчивание колонны в резьбовом соединении на вершине прихваченной  
трубы, производят последовательные ступенчатые снижения растягивающего усилия

$F < P$  на величину, соответствующую весу трубы в свободной части прихваченной  
колонны, начиная от веса трубы, привинченной к прихваченной трубе, и после

каждого снижения величины растягивающего усилия контролируют начало развинчивания резьбового соединения по показаниям соответствующего датчика на приводе вращения колонны рабочих труб на поверхности скважины.

После развинчивания и подъема на поверхность части прихваченной колонны все операции повторяют до полного извлечения труб или до принятия решения о прекращении ликвидации аварии.

Существенными отличительными признаками заявленного способа в сравнении с прототипом являются следующие.

1. После проведения профиле - или кавернометрии скважины и определения верхней границы прихвата и места расположения механизма фиксации УРТ, вычисления длины и установки соединительной трубы вычисляют необходимые для осуществления способа:

L1 - длину свободной части прихваченной колонны от места прихвата до механизма реверса УРТ.

L2 - длину составной колонны от места прихвата до привода вращения колонны на поверхности устья скважины;

M1 - максимально допустимый крутящий момент для конструкции свободной части прихваченной колонны длиной L1;

P - вес конструкции составной колонны длиной L2, с учетом веса УРТ;

F - максимально допустимое растягивающее усилие для конструкции составной колонны длиной L2, с учетом конструкции УРТ.

Практика ликвидации аварий, связанных с прихватами и извлечением труб прихваченной колонны методом развинчивания, свидетельствует о малой эффективности известного способа, определяемой, с одной стороны, малой производительностью отвинчивания и извлечения из колонны одиночных труб, а, с другой стороны, большой вероятностью механического разрушения труб или резьб. Это является следствием приложения не рассчитанных величин механических усилий к объединенной конструкции рабочей и прихваченной колонн труб. В первом случае нагрузки были малы по сравнению с требуемыми для достаточной эффективности, а во втором случае превышали предел прочности конструктивных элементов объединенной колонны труб.

Предложенные вычисления позволяют определить и использовать максимально допустимые величины нагрузок на конструктивные элементы для повышения эффективности развинчивания.

2. После навинчивания ловильного инструмента на голову прихваченной колонны труб производят расфиксирование УРТ и к голове рабочих труб на устье скважины прикладывают максимально допустимое для конструкции составной колонны, с учетом УРТ, растягивающее усилие F.

После навинчивания ловильного инструмента на голову прихваченной колонны труб образуется составная колонна, в состав которой входят колонна прихваченных труб и колонна рабочих труб с присоединенным к ней УРТ с соединительной трубой и ловильным инструментом. Резьбовые соединения труб в колоннах будут нагружены весом определенной части объединенной колонны и нагрузка в каждом конкретном соединении будет тем больше, чем большее количество труб будет расположено над этим резьбовым соединением. Кроме этого, воздействие крутящего момента от привода вращения колонны рабочих труб на поверхности скважины будет приводить к спиралевидной деформации объединенной колонны, которая, особенно при ее большой длине, будет приводить к перекосам резьбовых соединений труб, что будет значительно увеличивать величину крутящего момента, необходимую для «срыва» резьбы и начала развинчивания. Вместе с тем такие деформирующая и весовая нагрузки на резьбовое соединение могут привести к разрушению трубы в резьбовом соединении при приложении крутящего момента соответствующей величины. Приложение максимально допустимого растягивающего усилия F, превосходящего

весовую нагрузку Р составной колонны труб, позволит гарантированно создать растягивающие усилия в резьбовых соединениях трубной колонны, превосходящие усилия сжатия от веса колонны. Это необходимо для того, чтобы иметь гарантированное «обнуление» величины нагрузок в резьбовом соединении колонны прихваченных труб максимально приближенным к месту прихвата, что позволит создать условия для извлечения прихваченной колонны за одну операцию. Это обеспечит максимальную надежность и производительность извлечения из скважины колонны прихваченных труб.

3. Производят фиксацию УРТ повышением давления промывочной жидкости и приводом вращения на устье скважины прикладывают к колонне рабочих труб момент кручения  $M_{кр}$ , соответствующий по величине вычисленному максимально допустимому для конструкции свободной части прихваченной колонны от места прихвата до механизма реверса значению  $M1$ .

Конструкция составной колонны при воздействии на нее собственного веса и крутящего момента находится в сложном силовом нагружении и имеет свои конструктивно слабые места и элементы. В связи с этим, максимально допустимая величина крутящего момента, определяемая из условия обеспечения механической прочности объединенной колонны, не может быть превышена во избежание осложнения аварии.

Учитывая, что если  $M_{кр}$  меньше чем  $M1$  в  $i \times q$  раз,

где  $i$  - передаточное отношение синусошарикового редуктора,

$q$  - коэффициент полезного действия (далее КПД) синусошариковой передачи, то величина крутящего момента  $M_{кр}$ , обеспечивающего максимально эффективный

процесс реализации развинчивания, определяется из выражения

$$0,9M1/i \times q \leq M_{кр} \leq 0,95M1/i \times q,$$

где  $M1$  - максимально допустимый крутящий момент для конструкции свободной части прихваченной колонны длиной  $L1$  от места прихвата до механизма реверса УРТ,

$i$  - передаточное отношение синусошарикового редуктора,

$q$  - КПД синусошариковой передачи.

Величина крутящего момента из выражения  $M_{кр} \geq 0,9 M1/i \times q$  определяет такую

величину крутящего момента, которая будет оказывать эффективное силовое воздействие на резьбовое соединение труб в процессе раскручивания трубных резьб,

меньше которого, при возможном «прихвате» или перекосе резьб, начало развинчивания и его завершение проблематичны. При  $M_{кр} \leq 0,95 M1/i \times q$  величина

крутящего момента ограничивается величиной, достаточно приближенной к максимальной, при превышении которой может произойти разрушение материала трубы по резьбе или в другом локально напряженном или изношенном месте.

При выполнении приведенного выше условия определения  $M_{кр}$  обеспечивается как максимальная надежность, так и максимальная эффективность, т.к. для развинчивания прикладывается максимально допустимый с прочностной точки зрения крутящий момент, который является и максимально эффективным.

4. При приложенном максимально возможном для конструкции составной колонны крутящем моменте  $M_{кр}$  производят плавное уменьшение растягивающего усилия  $F$  до величины  $P$ , компенсирующей в месте резьбового соединения прихваченной трубы и трубы, присоединенной к ней сверху, сжимающую нагрузку от веса составной колонны. Это необходимо для того, чтобы гарантированно происходила разгрузка резьбового соединения от веса составной колонны в непосредственной близости от места прихвата и не было возможности преждевременного раскручивания на другом, более высоком от места прихвата уровне резьбовых соединений.

Это обеспечивает более производительное и надежное извлечение труб из скважины.

5. Если при этом не начинается развинчивание колонны, в непосредственной

близости от места прихвата, производят последовательные ступенчатые снижения величин растягивающего усилия  $F$  на величину, соответствующую весу трубы в свободной части прихваченной колонны, начиная от величины веса трубы привинченной к прихваченной трубе.

5 Если после приложения максимально допустимого крутящего момента не произошел «срыв» резьбы и не началось ее развинчивание, то переходят к развинчиванию следующего вверх за неразвинченным резьбового соединения в колонне прихваченных труб. Для этого резьбового соединения будет оптимальной  
10 другая величина компенсирующего усилия, на которую необходимо перейти ступенчато, т.е. как можно быстрее, что позволит динамично изменить (уменьшить) величину компенсирующего усилия и будет способствовать «срыву» резьбы и успешному началу развинчивания.

Если при переходе на новую величину компенсирующего усилия для развинчивания нового резьбового соединения не происходит развинчивание резьбы, то производят  
15 следующее ступенчатое снижение компенсирующего усилия и так последовательно продолжают до начала развинчивания одного из резьбовых соединений в колонне прихваченных труб.

б. Снижение компенсирующего усилия на величину, соответствующую весу трубы в колонне прихваченных труб.

20 Снижение компенсирующего усилия на величину, соответствующую весу трубы в прихваченной колонне, определяется тем, что компенсирующее усилие будет прикладываться в месте прихваченной колонны отстоящим от первоначального в верхнем направлении на длину бурильной трубы. Следовательно, и усилие должно быть уменьшено на величину веса бурильной трубы.

25 7. После каждого снижения величины растягивающего усилия контролируют начало развинчивания резьбового соединения по показаниям датчика на приводе вращения колонны рабочих труб на поверхности скважины.

Колонна прихваченных труб подвержена воздействию различных факторов, определяемых скважиной (геологический состав пород, консистенция и фракционный  
30 состав пород, давление пластов, геометрия расположения и т.д.), которые влияют на показатели сложности прихвата (аварии): окальный прихват или растянутый, интенсивность и величина усилия прихвата и т.д. Это, в свою очередь, влияет на возможность развинчивания резьбовых соединений труб в прихваченной колонне. Поэтому последовательный ступенчатый переход к новому резьбовому соединению с  
35 новым уменьшенным компенсирующим усилием приводит к нахождению такого резьбового соединения, где осуществится развинчивание труб прихваченной колонны. Такой важный момент окончания одной технологической операции и перехода к другой - извлечению из скважины, отсоединенной от прихваченной колонны труб, определяется по показаниям датчика на приводе вращения колонны рабочих труб  
40 (например, по падению давления в нагнетательной магистрали насосного агрегата или по уменьшению потребляемой мощности электродвигателя привода механизма вращения рабочей колонны).

Вышеперечисленные существенные отличительные признаки нам были не известны из патентной и научно-технической информации и соответствуют критерию  
45 «новизна», т.е. существенные отличительные признаки являются новыми.

Учитывая, что вышеприведенные существенные отличительные признаки являются неочевидными для среднего специалиста в этой области знаний, то мы считаем, что изобретение соответствует критерию «изобретательский уровень». Изобретение соответствует критерию «промышленная применимость», т.к. его реализация не  
50 представляет технических трудностей и может быть осуществлена с помощью существующего бурового оборудования и частичного использования ловильных средств, применяемых для ликвидации аварий.

При этом необходимо отметить, что согласно предлагаемому способу после

извлечения части прихваченной колонны к оставшейся части можно будет прикладывать  $M_{кр}$  большей величины, чем при предыдущем развинчивании, т.к.

оставшаяся часть прихваченной колонны будет иметь меньшую длину и за счет этого будет обладать большей механической прочностью, и величина вычисляемого  $M1$  будет больше. Это будет способствовать увеличению надежности развинчивания самых напряженных резьбовых соединений в непосредственной близости от места прихвата. Это также позволит максимально увеличить производительность извлечения труб, которое будет осуществляться практически с одного-двух опусканий УРТ в скважину, и будет обеспечивать не только извлечение труб прихваченной колонны до места прихвата, но и способствовать ликвидации прихвата. Для этого УРТ необходимо состыковать (навинтить) с прихваченной трубой и циклически воздействовать на нее максимальным крутящим моментом, развиваемым приводом вращения колонны рабочих труб, который будет увеличиваться механизмом реверса - синусошариковым редуктором. Расчеты и практические испытания показывают, что возникающие при этом усилия в некоторых случаях могут не только устранить причину прихвата (например, вывал и т.д.) посредством механического воздействия от прихваченной трубы на стенку скважины, но и механически разрушить саму прихваченную трубу. При этом сохраняется целостность и работоспособность конструкции УРТ, рабочих труб, соединительной трубы и ловильного инструмента.

Описанный способ может быть осуществлен, в частности, с помощью предлагаемого устройства для развинчивания труб, которое, как и известное устройство-прототип, содержит корпус, механизм реверса в виде синусошарикового редуктора, входной вал которого жестко соединен с переходником, а водило установлено подвижно относительно корпуса, и механизм фиксации в виде толкателя с рядом подпружиненных якорей, подвижно установленных на расстоянии друг от друга по периметру водила.

Предлагаемое устройство отличается от прототипа тем, что механизм фиксации содержит не менее двух рядов подпружиненных якорей с толкателями, причем второй и каждый последующий ряд подпружиненных якорей установлены от предыдущего ряда на расстоянии не менее двух диаметров скважины.

Предлагаемое устройство отличается тем, что оно дополнительно содержит механизм блокировки, состоящий из корпуса, в котором установлена жестко зубчатая муфта и концентрично полый вал с отверстиями, на котором подвижно установлены толкатель с пружиной и на шлицах нажимная зубчатая муфта, причем корпус и полый вал с одной стороны жестко соединены с полым валом и корпусом механизма фиксации, а с другой стороны - с переходником, причем полый вал жестко, а корпус подвижно.

Устройство отличается тем, что каждый толкатель с рядом подпружиненных якорей установлены на отдельном полой валу внутри отдельного корпуса, при этом якоря расположены под окнами, выполненными в корпусах, отдельные полые валы соединены друг с другом и с входным валом механизма реверса внутренними втулками, а корпуса соединены между собой и водилом механизма реверса наружными муфтами.

Существенными отличительными признаками заявляемого устройства являются следующие.

1. Механизм фиксации содержит не менее двух рядов подпружиненных якорей с толкателями. Это необходимо для надежной фиксации и компенсации спиралевидной деформации в объединенной колонне, которая возникает от воздействия максимально допустимого (расчетного для данной длины прихваченной колонны) крутящего момента  $M_{кр\ max}$  и которая приводит к перекосам резьбовых соединений труб и соответственно дополнительным усилиям для развинчивания таких деформированных резьб. Кроме этого, развинчивание таких высоконагруженных деформированных резьб приводит к их интенсивному износу, уменьшающему надежность и срок службы.

Чтобы уменьшить перекосы резьбовых соединений необходимо уменьшить спиралевидную деформацию объединенной колонны труб. Для этого используется центрирование подпружиненными якорями части колонны труб относительно стенок скважины, при этом, если будет использоваться один ряд якорей, то эффект практически не будет наблюдаться, т.к. один ряд якорей обеспечивает центрирование только в одном локальном месте, что может изменить только конфигурацию изгибных деформаций объединенной колонны. Когда для центрирования используется два и более ряда якорей, то происходит направленная ориентация деформированной части объединенной колонны и УРТ относительно оси скважины. Условиями такой ориентации, в основном, являются усилия, развиваемые подпружиненными якорями, величина которых должна быть достаточной, чтобы преодолеть усилие изгибающих деформаций колонны труб. Ликвидацией изгибных деформаций в части объединенной колонны, находящейся непосредственно перед местом прихвата, что обеспечивается наличием как минимум двух рядов якорей, расположенных на некотором расстоянии друг от друга, обеспечивается центрирование частей объединенной колонны выше и ниже УРТ на определенное расстояние, зависящее от величины деформации, которая, в свою очередь, зависит от длины объединенной колонны, ее жесткости, диаметра скважины, величины прилагаемого к колонне крутящего момента. Ликвидация изгибных деформаций объединенной колонны в месте прихвата, значительно улучшающая центрирование объединенной колонны и ликвидирующая перекосы резьбовых соединений труб, значительно снижает усилие, необходимое для «срыва» резьбы и развинчивания резьбового соединения без его разрушительного износа.

Это значительно увеличивает надежность развинчивания резьбовых соединений прихваченной колонны именно в месте, близком к прихвату, что позволит развинтить и извлечь за один раз максимально большую по длине часть прихваченной колонны. Это повышает производительность и связанную с ней надежность всего процесса извлечения труб.

Для обеспечения надежной работы механизма реверса необходима надежная фиксация его водила, поэтому два и более ряда подпружиненных якорей с толкателями обеспечивают более надежную фиксацию корпуса механизма фиксации, который жестко соединен с водилом механизма реверса и тем самым увеличивает надежность работы УРТ и способа.

2. Расположение рядов подпружиненных якорей так, что второй и каждый последующий ряд установлен от предыдущего ряда на расстоянии не менее двух диаметров скважины, обеспечивает ориентацию (направление) приложения усилий от рядов подпружиненных якорей на спиралевидно деформированную конструкцию объединенной колонны труб, приводящую к ликвидации или значительному уменьшению деформации и переориентированию деформированной части колонны труб возле места прихвата.

Для диаметров скважины менее 100 мм жесткость объединенной колонны труб, особенно при большой ее длине, объективно значительно меньше, чем для больших диаметров, и ее влияние на деформации в резьбовых соединениях проявляется достаточно сильно. Поэтому наиболее характерно определение минимального расстояния между рядами подпружиненных якорей для объединенных колонн труб с такими малыми диаметрами.

Можно рассмотреть два предельных случая.

Первый, когда УРТ опускается непосредственно на голову трубы прихваченной колонны, находящейся рядом с местом прихвата. В этом случае расстояние между рядами подпружиненных якорей не имеет большого значения и влияния, т.к. свободную часть прихваченной колонны (до места прихвата) можно рассматривать как стержень с защемленным концом, при воздействии на незащемленный конец которого (контакт рядов подпружиненных якорей со стенками скважины) будут происходить деформация и осесимметричная ориентация продольной оси

прихваченной колонны относительно продольной оси скважины. Это приведет к значительному уменьшению изгибных деформаций в резьбовых соединениях. В таком случае расстояние между рядами подпружиненных якорей будет определяться только требованиями конструктивного проектирования: габаритными размерами  
5 подпружиненных якорей и сопутствующих им конструктивных элементов (пружины, толкатели и т.д.), размерами гидравлической полости, определяемой на основании прочностного расчета, разностью диаметров корпуса механизма фиксации и полого вала.

Исходя из приведенных конструктивных обоснований минимальное расстояние  
10 между рядами подпружиненных якорей находится в пределах двух диаметров скважины.

С другой стороны, если делать это расстояние (между рядами подпружиненных якорей) меньшим, то появляется большая вероятность того, что усилия от подпружиненных якорей на стенку скважины могут привести к разрушению  
15 материала стенки скважины, возможному его сколу или выкрашиванию, что значительно осложнит или даже сделает невозможным фиксацию подпружиненных якорей на стенке скважины. Это будет значительно уменьшать надежность фиксации УРТ, а значит и надежность его работы.

Второй предельный случай - глова прихваченной колонны находится на  
20 значительном расстоянии от места прихвата. В этом случае необходимо расстояние между рядами подпружиненных якорей увеличивать, при этом опять накладываются только конструктивные ограничения, связанные с габаритами конструкции, удобством ее транспортировки, эксплуатации и технического обслуживания.

3. Выполнение в УРТ механизма блокировки, состоящего из корпуса, в котором  
25 установлена жестко зубчатая муфта и концентрично полый вал с отверстиями, на котором подвижно установлены толкатель с пружиной и на шлицах нажимная зубчатая муфта, причем корпус и полый вал, с одной стороны, жестко соединены с полым валом и корпусом механизма фиксации, а с другой стороны, с переходником, причем полый вал жестко, а корпус подвижно, повышает сохранность УРТ от  
30 возможных боковых и вертикальных ударов при перемещении в скважине, а, следовательно, повышает его работоспособность и надежность в целом. Кроме этого, в зафиксированном (транспортном) положении механизм блокировки обеспечивает невозможность вращения полого вала относительно корпуса механизма фиксации, что обеспечивает повышение надежности УРТ при приложении вертикальных  
35 растягивающих нагрузок. Это также обеспечивает невозможность произвольного проворачивания ведомого вала при возможных зацепах в скважине при подъемах, что также повышает надежность и расширяет технологические возможности при работе УРТ.

Предложенный способ и устройство для его осуществления более подробно  
40 раскрываются приведенными ниже примерами, которые, однако, не исчерпывают всех возможных вариантов реализации.

Изобретение иллюстрируется чертежами, где на фиг.1 изображена схема реализации способа; на фиг.2 схематично изображено УРТ; на фиг.3 изображена часть  
45 конструкции механизма блокировки УРТ; на фиг.4 изображено транспортное положение подпружиненных якорей механизма фиксации УРТ; на фиг.5 изображено рабочее положение подпружиненных якорей механизма фиксации УРТ; на фиг.6 изображен механизм реверса УРТ.

Предлагаемый способ извлечения труб из скважины заключается в следующем:

- проводят профиле - или кавернометрию скважины 1 и определяют верхнюю  
50 границу прихвата 2 и ближайшее от головы прихваченной колонны 3 место в стволе (неразработанное, с устойчивыми и прочными стенками) для надежной фиксации УРТ 4;

- вычисляют длину соединительной трубы 5 и устанавливают ее между выходным

- валом 6 механизма реверса 7 УРТ 4 и присоединяемым к нему ловильным инструментом 8 исходя из требования, чтобы при постановке ловильного инструмента 8 на голову прихваченной колонны 3 механизм фиксации 9 УРТ 4 находился в определенном предыдущим действием месте, обеспечивающем его надежную фиксацию в скважине 1;
- вычисляют L1 - длину свободной части прихваченной колонны 3 от места прихвата 2 до механизма реверса УРТ;
  - вычисляют L2 - длину составной колонны от места прихвата 2 до привода вращения колонны на поверхности устья скважины;
  - вычисляют M1 - максимально допустимый крутящий момент для конструкции свободной части прихваченной колонны 3 длиной L1;
  - вычисляют P - вес конструкции составной колонны L2, с учетом веса УРТ 4;
  - вычисляют F - максимально допустимое растягивающее усилие для конструкции составной колонны длиной L2, с учетом конструкции УРТ 4;
  - осуществляют спуск на правых рабочих трубах 10 на расчетную глубину в скважину 1 УРТ 4 до контакта ловильного инструмента 8 с головой прихваченной колонны 3 труб;
  - выполняют фиксацию УРТ 4 в расчетном месте скважины 1 путем повышения давления промывочной жидкости, подаваемой через колонну рабочих труб 10 в механизм фиксации 9 и выдвижения подпружиненных якорей 11 до контакта (упора) со стенками скважины 1;
  - производят навинчивание влево ловильного инструмента 8 на голову прихваченной колонны 3 труб под действием преобразованного механизмом реверса 7 правого вращения колонны рабочих труб 10 в левое вращение ловильного инструмента 8;
  - производят расфиксирование УРТ 4 понижением давления промывочной жидкости и возвращением подпружиненных якорей 11 механизма фиксации 9 в исходное (транспортное) положение;
  - к голове рабочих труб 10 приводом (не показан) на устье скважины 1 прикладывают расчетное растягивающее усилие F;
  - выполняют фиксацию УРТ 4 в скважине 1 путем повышения давления промывочной жидкости через колонну рабочих труб 10 в механизм фиксации 9 и выдвижения подпружиненных якорей 11 до контакта (упора) со стенками скважины 1;
  - прикладывают приводом вращения (не показан) крутящий момент  $M_{кр}$  к колонне рабочих труб 10, величина которого соответствует вычисленному значению M1 и находится в пределах
 
$$0,9 M1/i \times q \leq M_{кр} \leq 0,95 M1/i \times q,$$
 где M1 - максимально допустимый крутящий момент для конструкции свободной части прихваченной колонны длиной L1 от места прихвата до механизма реверса УРТ, i - передаточное отношение синусошарикового редуктора, q - КПД синусошариковой передачи.
  - производят плавное уменьшение растягивающего усилия F до величины P, если при этом не начинается развинчивание колонны в резьбовом соединении на верху прихваченной трубы, производят последовательные ступенчатые снижения величины растягивающего усилия  $F=P$  на величину, соответствующую весу трубы в свободной части прихваченной колонны 3, начиная от величины веса трубы, привинченной к прихваченной трубе, и после каждого снижения величины растягивающего усилия контролируют начало развинчивания резьбового соединения по показаниям датчика на приводе вращения (не показан) колонны рабочих труб 10 на поверхности скважины;
  - после развинчивания резьбового соединения извлекают из скважины 1 на поверхность отвинченную часть прихваченной колонны 3 труб.
- После развинчивания и подъема на поверхность свободной части прихваченной

колонны 3 длиной L1 принимается решения о прекращении ликвидации аварии, а если извлечена только часть прихваченной колонны 3, то все операции повторяют.

Таким образом, изобретение (способ) обеспечивает повышение надежности и производительности извлечения из скважины колонны прихваченных труб.

5 Наилучшим образом способ реализуется предлагаемым УРТ для извлечения из скважины колонны прихваченных труб.

УРТ 4 состоит (фиг.2) из механизма блокировки 12, механизма фиксации 9 и механизма реверса 7 с переходным механизмом 13.

10 Механизм блокировки 12 и механизм фиксации 9 расположены на полом составном валу 14 в составном корпусе 15. Части полого составного вала 14 механизма блокировки 12 и механизма фиксации 9 соединены внутренними резьбовыми втулками 16, а части составного корпуса 15 соединены наружными резьбовыми

15 полыми составной вал 14 в верхней части жестко соединен с переходником 18, предназначенным для соединения с колонной рабочих 10 труб. Полый составной вал 14 в нижней части соединен муфтой 19 с полым входным валом 20 механизма реверса 7.

20 Механизм реверса 7 выполнен в виде синусошарикового редуктора, выходной вал 6 которого соединен в нижней части с корпусом 21 переходного механизма 13, в котором на шлицевом соединении 22 установлен клапан 23 с переходником 24 для присоединения ловильного инструмента 8. При необходимости увеличения расстояния между УРТ 4 и ловильным инструментом 8 на переходник 24 устанавливается соединительная труба 5.

25 Механизм блокировки 12 состоит (фиг.3) из нажимной муфты 25 с зубками 26, установленной на шлицах 27 на полом составном валу 14 с отверстиями 28, муфты 29 с зубками 30, жестко закрепленной в составном корпусе 15 штифтами 31, толкателя 32 и возвратной пружины 33.

30 Механизм блокировки 12 обеспечивает при повышении давления промывочной жидкости до заданной (определенной) величины сжатие возвратной пружины 33, перемещение толкателя 32 и расцепление зубков 26 и 30 соответствующих муфт 25 и 29, что приводит к разъединению кинематической связи между полым составным валом 14 и составным корпусом 15. При этом правое вращение рабочей колонны 10 труб передается через полый составной вал 14 к входному валу 20 механизма реверса 7, в котором оно изменяется на левое вращение выходного вала 6 и соответственно ловильного инструмента 8.

35 При снижении давления промывочной жидкости ниже заданной величины механизм блокировки 12 устанавливает механическую (кинематическую) связь между полым составным валом 14 и составным корпусом 15, в результате перемещения толкателя 32 под действием пружины 33 и вхождения зубков 26 муфты 25, жестко связанной с полым составным валом 14 через шлицевое соединение 27, в зацепление с зубками 30 муфты 29, жестко закрепленной в составном корпусе 15 штифтами 31.

40 Механизм фиксации 9 состоит (фиг.4, 5) из двух рядов подпружиненных якорей 11, расположенных на одинаковом расстоянии друг от друга по окружности в окнах 34 составного корпуса 15 и опирающихся на конусную часть толкателей 35. Толкатели 35 установлены с возможностью продольного перемещения на полом составном валу 14 с отверстиями 28.

50 В каждом подпружиненном якоря 11 каждого ряда подвижно установлена в профилированном пазу (типа «ласточкин хвост» - не показан) плоская пружина 36, один конец которой расположен в муфте 37, установленной на полом составном валу 14. На плоские пружины 36 каждого рядов якорей 11 надета круглая пружина 38, зафиксированная одним концом возле муфты 37.

Расстояние между рядами якорей 11 не менее двух диаметров скважины 1.

Механизм фиксации 9 предназначен для фиксации от перемещений составного корпуса 15 в скважине 1 и обеспечения работы механизма реверса 7.

Механизм реверса 7 состоит (фиг.6) из полого вала 20 с канавками 39, промежуточного вала - водила 40 с пазами 41, охватывающих втулок 42 с синусоидальными беговыми дорожками 43, жестко закрепленных внутри полого выходного вала 6 штифтами 44, шаровых сателлитов 45, подшипника 46, нижнего 47 и  
5 верхнего 48 уплотнений. Водило 40 жестко соединено с составным корпусом 15 механизма фиксации 9 и образует с ним ступенчатую втулку.

Механизм реверса 7 предназначен для изменения правого вращения рабочей колонны 10 труб на левое вращение выходного вала 6 с передаточным отношением  $i$ .

Переходной механизм 13 состоит из корпуса 21 с дроссельной шайбой 49, в котором  
10 на шлицевом соединении 22 установлен с пружиной 50 клапан 23 с конусом 51, системой каналов 52 и переходником 24 для присоединения напрямую или через соединительную трубу 5 к ловильному инструменту 8. Корпус 21 жестко соединен с выходным валом 6 механизма реверса 7.

Рабочие (бурильные) трубы и механизм блокировки имеют правую резьбу, а  
15 соединения деталей УРТ и ловильного инструмента имеют левую резьбу.

Переходной механизм 13 предназначен для перекрытия расхода промывочной жидкости, проходящей через полый составной вал 14 в механизмах блокировки 12 и фиксации 9, входной вал 20 механизма реверса 7, дроссельную шайбу 49 и систему  
20 каналов 52 клапана 23, в момент постановки рабочей колонны 10 труб на голову прихваченной колонны 3, а также для передачи вращения от рабочей колонны 10 труб ловильному инструменту 8 и компенсации осевого перемещения колонны прихваченных труб 3 при ее развинчивании.

Извлечение труб из скважины по способу с применением УРТ производят следующим образом.

По данным геофизических исследований в скважине 1 или по имеющемуся  
25 керновому материалу определяют устойчивый ненарушенный участок в скважине 1, наиболее близко расположенный к «голове» прихваченной колонны 3 труб, в котором можно надежно зафиксировать УРТ 4. Затем вычисляют длину соединительной трубы 5, которая одним концом присоединяется к переходнику 24 клапана 23, а  
30 другим концом соединяется с ловильным инструментом 8. Соединительная труба 5 должна иметь такую длину, чтобы при фиксации УРТ 4 на участке скважины 1 ловильный инструмент 8 располагался на голове прихваченной колонны 3 труб.

Если участок скважины 1 обеспечивает надежную фиксацию УРТ 4 в месте его  
35 расположения при установке ловильного инструмента 8 на «голову» прихваченной колонны 3 труб, то необходимость в установке соединительной трубы 5 отпадает и ловильный инструмент 8 устанавливают прямо на переходник 24.

Снаряженное УРТ 4 на рабочей колонне 10 труб устанавливают на голову прихваченной колонны 3 труб. При этом сжимается пружина 50 переходного  
40 механизма 13 и клапан 23, перемещаясь, перекрывает конусом 51 отверстие дроссельной шайбы 49, что приводит к повышению давления промывочной жидкости в УРТ 4. Под давлением промывочная жидкость через полый составной вал 14 и отверстия 28 поступает в механизмы блокировки 12 и фиксации 9.

Подают (нагнетают) по рабочей колонне 10 труб промывочную жидкость, которая  
45 через отверстия 28 в полом составном валу 14 поступает во внутренние полости механизма фиксации 9 и оказывает давление на толкатели 35, которые, перемещаясь, выдвигают подпружиненные якоря 11 в окна 34 до упора со стенками скважины 1 и тем самым фиксируют составной корпус 15. Одновременно промывочная жидкость поступает во внутреннюю полость механизма блокировки 12 и оказывает давление на толкатель 32, который, перемещаясь, передвигает нажимную муфту 25, выводя ее  
50 зубки 26 из зацепления с зубками 30 муфты 29.

Затем рабочей колонне 10 труб на устье скважины 1 придают правое вращение, которое через полый вал 14 передается в механизм реверса 7, в котором водило 40, жестко соединенное с зафиксированным в стволе скважины 1 составным корпусом 15,

также оказывается зафиксированным от возможных перемещений. В УРТ приводятся в движение шаровые сателлиты 45, которые, перекатываясь по канавкам 39 на входном валу 20, взаимодействуя с пазами 41 водила 40 и синусоидальными беговыми дорожками 43 охватывающих втулок 42, заставляют последние и жестко связанный с ними штифтами 44 полый выходной вал 6 вращаться в левую сторону. Подшипник 46 воспринимает осевые нагрузки, а нижнее 47 и верхнее 48 уплотнения предохраняют механизм реверса 7 от воздействия внешней среды. Механизм реверса 7 изменяет правое вращение рабочей колонны 10 труб на левое вращение ловильного инструмента 8, который навинчивается на «голову» прихваченной колонны 3 труб.

При этом осевое перемещение переходника 24 обеспечивается клапаном 23.

Прекращают вращение рабочей колонны 10 труб и сбрасывают давление промывочной жидкости. При снижении давления промывочной жидкости в механизме фиксации 9 плоская пружина 36 возвращает толкатель 35 в исходное положение, а подпружиненные якоря 11 перемещаются внутрь составного корпуса 15. При этом в механизме блокировки 12 возвратная пружина 33 возвращает нажимную муфту 25 на место, вводя в зацепление зубки 26 и 30. Происходит фиксация составного корпуса 15 относительно ствола скважины 1.

Производят необходимые для осуществления способа вычисления длин, весовых и нагрузочных параметров объединенной колонны и ее частей:

L1 - длину свободной части прихваченной колонны от места прихвата до механизма реверса УРТ;

L2 - длину составной колонны от места прихвата до привода вращения колонны на поверхности устья скважины;

M1 - максимально допустимый крутящий момент для конструкции свободной части прихваченной колонны длиной L1;

P - вес конструкции составной колонны длиной L2, с учетом веса УРТ 4;

F - максимально допустимое растягивающее усилие для конструкции составной колонны длиной L2, с учетом конструкции УРТ 4.

К голове рабочей колонны 10 труб на устье скважины 1 прикладывают направленное вверх максимально допустимое растягивающее усилие F, превосходящее сжимающую осевую нагрузку от веса P составной колонны рабочих труб 10 в месте резьбового соединения, наиболее близко расположенного к прихвату 2.

Подают (нагнетают) по рабочей колонне 10 труб промывочную жидкость, которая через отверстия 28 в полем составном валу 14 поступает во внутренние полости механизма фиксации 9 и оказывает давление на толкатели 35, которые, перемещаясь, выдвигают подпружиненные якоря 11 в окна 34 до упора со стенками скважины 1. Осуществляется фиксация УРТ 4. Одновременно промывочная жидкость поступает во внутреннюю полость механизма блокировки 12 и оказывает давление на толкатель 32, который, перемещаясь, передвигает нажимную муфту 25, выводя ее зубки 26 из зацепления с зубками 30 муфты 29. Происходит расфиксирование полого составного вала 14, т.е. происходит разъединение кинематической связи с составным корпусом 15.

Затем рабочей колонне 10 труб на устье скважины 1 придают правое вращение, которое через полый вал 14 передается в механизм реверса 7, в котором водило 40, жестко соединенное с зафиксированным в стволе скважины 1 составным корпусом 15, также оказывается зафиксированным от возможных перемещений. В механизме реверса 7 приводятся в движение шаровые сателлиты 45, которые, перекатываясь по канавкам 39 на входном валу 20, взаимодействуя с пазами 41 водила 40 и синусоидальными беговыми дорожками 43 охватывающих втулок 42, заставляют последние и жестко связанный с ними штифтами 44 полый выходной вал 6, вращаться в левую сторону. Механизм реверса 7 изменяет правое вращение рабочей колонны 10 труб на левое вращение прихваченной колонны 3 труб.

Контролируют, чтобы величина прикладываемого крутящего момента  $M_{кр}$  к колонне рабочих труб 10 соответствовала вычисленному значению M1 и

определяемому из неравенства

$$0,9 M1/i \times q \leq M_{кр} \leq 0,95 M1/i \times q,$$

где  $M1$  - максимально допустимый крутящий момент для конструкции свободной части прихваченной колонны длиной  $L1$  от места прихвата до механизма реверса УРТ,

$i$  - передаточное отношение синусошарикового редуктора,

$q$  - КПД синусошариковой передачи,

и на устье скважины 1 производят плавное снижение растягивающего усилия  $F$  до величины  $P$ . Реактивный момент от вращения выходного вала 6 механизма реверса 7 воспринимается якорями 11 в окнах 34 механизма фиксации 9. Так как направленное вверх усилие  $F$  компенсирует в месте резьбового соединения сжимающую осевую нагрузку от веса  $P$  составной колонны  $L2$ , то в этом резьбовом соединении происходит так называемое «обнуление» веса. Под действием крутящего момента, передаваемого рабочей колонной 10 труб и увеличенного механизмом реверса 7 на передаточное число синусошариковой передачи до величины максимально возможного для конкретной конструкции составной колонны  $L2$  значения  $M_{кр}$ , происходит «срыв» и развинчивание резьбового соединения.

Контролируют начало развинчивания резьбового соединения по показаниям датчика на приводе вращения (не показан) колонны рабочих труб 10 на поверхности скважины 1. При развинчивании труб осевое перемещение прихваченной колонны 3 труб через переходник 24 обеспечивается (компенсируется) клапаном 23.

После развинчивания резьбового соединения прекращают вращение рабочей колонны 10 труб и сбрасывают давление промывочной жидкости. При снижении давления промывочной жидкости в механизме блокировки 12 возвратная пружина 33 возвращает нажимную муфту 25 на место, вводя в зацепление зубки 26 и 30. Этим создается жесткая кинематическая связь и происходит фиксация составного корпуса 15 относительно полого составного вала 14. В механизме фиксации 9 плоская пружина 36 возвращает толкатель 35 в исходное положение, а якоря 11 перемещаются внутрь составного корпуса 15. Происходит расфиксирование УРТ 4 в скважине 1 и осуществляют извлечение на поверхность на рабочих трубах 10 отвинченной части прихваченной колонны 3 труб.

Если извлечена не вся свободная часть прихваченной колонны 3, то все операции повторяют, при этом определяют новое место фиксации УРТ и вновь рассчитывают параметры  $L1$ ,  $L2$ ,  $F$ ,  $P$ ,  $M_{кр}$  и  $M1$ .

Если при плавном снижении растягивающего усилия  $F$  до величины  $P$  не начинается развинчивание прихваченной колонны 3 труб в резьбовом соединении на верху прихваченной трубы, что определяется по показаниям датчика на приводе вращения (не показан) колонны рабочих 10 труб на поверхности скважины 1, производят ступенчатое (резкое) снижение растягивающего усилия  $F=P$  на величину, соответствующую весу трубы в свободной части прихваченной колонны 3, начиная от трубы привинченной к прихваченной трубе. При этом «нулевое» сечение, т.е. место, где вес составной колонны труб и растягивающее усилие  $F$  (направленное к поверхности) равны по величине и направлены в разные стороны, перемещается к верхнему резьбовому соединению трубы, привинченной к прихваченной трубе. Контролируют начало развинчивания резьбового соединения по показаниям датчика на приводе вращения (не показан) колонны рабочих труб 10 на поверхности скважины и осуществляют извлечение на поверхность на рабочих трубах 10 отвинченной части прихваченной колонны 3 труб.

Если развинчивание не происходит, то опять ступенчато снижают растягивающее усилие  $F$  на величину, соответствующую весу следующей по направлению вверх, трубы в свободной части прихваченной колонны 3 и контролируют начало развинчивания резьбового соединения.

Заявляемое техническое решение является оригинальным, не вытекает очевидным образом из существующего уровня техники и соответствует требованиям «изобретательский уровень».

5 Таким образом, заявляемое техническое решение полностью выполняет поставленную задачу повышения производительности и надежности извлечения из скважины колонны прихваченных труб с применением колонны рабочих труб с правой резьбой с присоединенным к ней УРТ с соединительной трубой и ловильным инструментом.

10 Заявляемое техническое решение на настоящее время не известно в Российской Федерации и за рубежом и соответствует требованиям критерия «новизна».

Техническое решение может быть реализовано промышленным способом в условиях серийного производства с использованием известных технических средств, технологий и материалов и соответствует требованиям критерия «промышленная применимость».

15 Предлагаемое изобретение соответствует «промышленной применимости», т.к. принцип работы устройства прошел апробацию в производственных условиях с положительным результатом, имеются акты производственных и промышленных испытаний опытного образца УРТ.

20 Предлагаемое изобретение может быть использовано при ликвидации аварий, связанных с прихватом труб при бурении, а также при капитальном ремонте скважин.

#### Формула изобретения

1. Способ извлечения труб из скважины, включающий спуск на правых рабочих трубах на расчетную глубину в скважину устройства, состоящего из механизма фиксации и механизма реверса, к выходному валу которого через переходник и соединительную трубу присоединен ловильный инструмент с левой резьбой, до контакта ловильного инструмента с головой прихваченной колонны труб, фиксацию устройства в расчетном месте ствола скважины путем подачи промывочной жидкости через колонну рабочих труб в механизм фиксации и выдвижения подпружиненных якорей до упора со стволом скважины, навинчивание влево ловильного инструмента на голову прихваченной колонны труб под действием преобразованного механизмом реверса правого вращения колонны рабочих труб в левое вращение ловильного инструмента, откручивание резьбы в соединении труб прихваченной колонны, расфиксирование устройства в результате сброса давления промывочной жидкости и

25 возврата подпружиненных якорей механизма фиксации в исходное положение, извлечение из ствола скважины на поверхность отвинченной от прихваченной колонны части труб, отличающийся тем, что после определения верхней границы прихвата и места расположения механизма фиксации УРТ в стволе и вычисления длины соединительной трубы

40 вычисляют  $L1$  - длину свободной части прихваченной колонны от места прихвата до механизма реверса УРТ;

вычисляют  $L2$  - длину составной колонны от места прихвата до привода вращения колонны на поверхности устья скважины;

45 вычисляют  $M1$  - максимально допустимый крутящий момент для конструкции свободной части прихваченной колонны длиной  $L1$ ;

вычисляют  $P$  - вес конструкции составной колонны длиной  $L2$  с учетом веса УРТ;

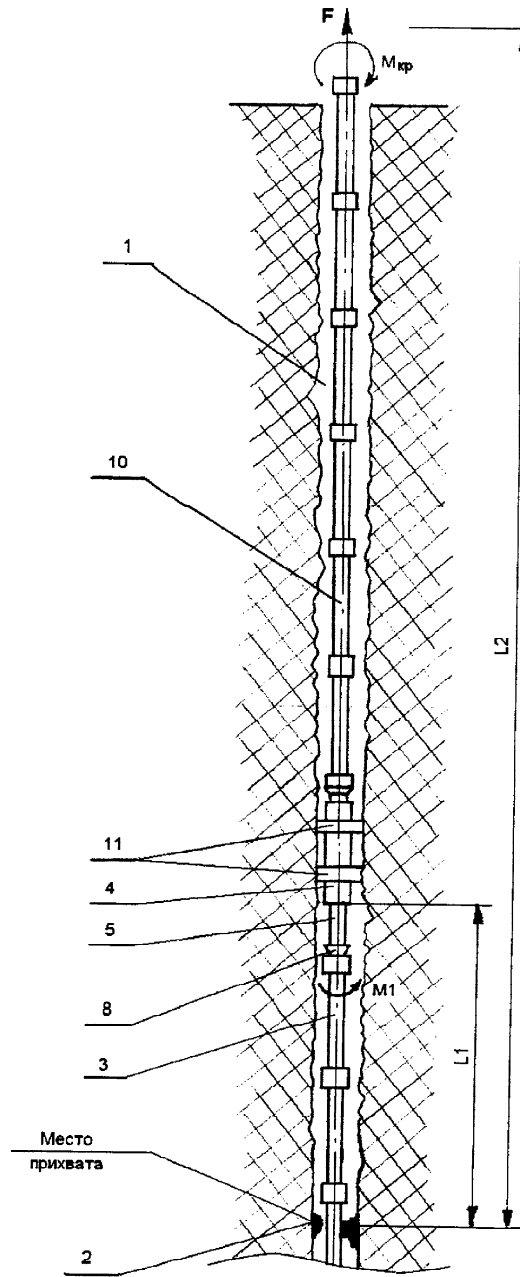
вычисляют  $F$  - максимально допустимое растягивающее усилие для конструкции составной колонны длиной  $L2$  с учетом конструкции УРТ,

50 а после установки и навинчивания ловильного инструмента на голову колонны прихваченных труб и расфиксирования УРТ в скважине понижением давления промывочной жидкости к голове рабочих труб на устье скважины прикладывают максимально допустимое для конструкции составной колонны растягивающее усилие  $F$  и после фиксации УРТ в скважине приводом вращения прикладывают

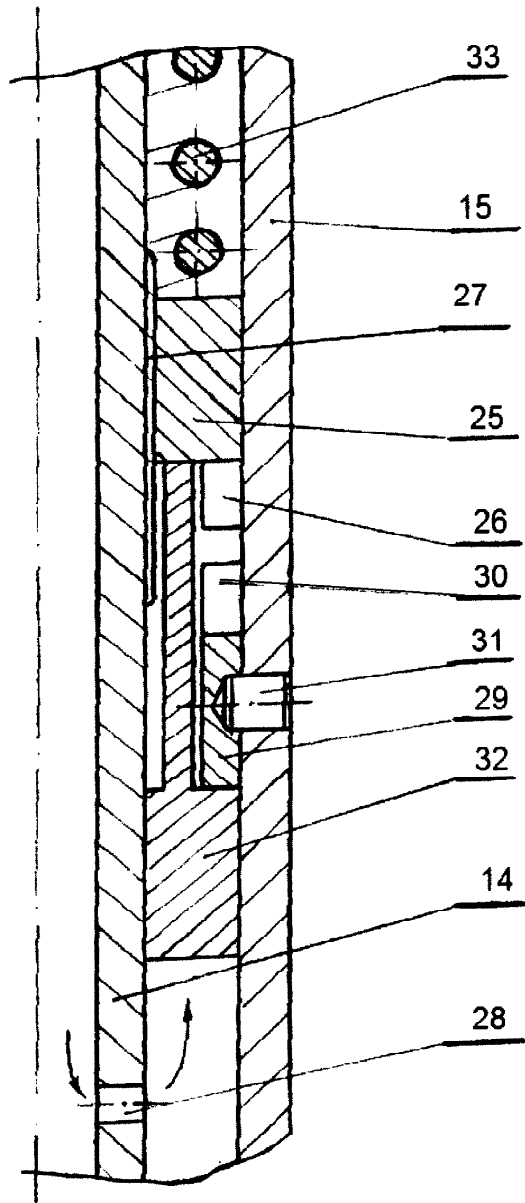
крутящий момент  $M_{кр}$  к колонне рабочих труб величиной  $Ml$  и производят плавное уменьшение растягивающего усилия  $F$  до величины  $P$ , если при этом не начинается развинчивание колонны в резьбовом соединении наверху прихваченной трубы, производят последовательные ступенчатые снижения растягивающего усилия  $F=P$  на величину, соответствующую весу трубы в свободной части прихваченной колонны, начиная от веса трубы, привинченной к прихваченной трубе, и после каждого снижения величины растягивающего усилия контролируют начало развинчивания резьбового соединения по показаниям соответствующего датчика на приводе вращения колонны рабочих труб на поверхности скважины.

2. Устройство для развинчивания труб, содержащее корпус, механизм реверса в виде синусошарикового редуктора, входной вал которого соединен через переходник с колонной рабочих труб, а водило установлено подвижно относительно корпуса, и механизм фиксации в виде толкателя с рядом подпружиненных якорей, которые установлены на расстоянии друг от друга по периметру водила с возможностью перемещения в радиальном направлении относительно продольной оси водила, отличающееся тем, что оно снабжено механизмом блокировки, состоящим из полого вала с отверстиями, на котором подвижно установлены толкатель с пружиной и на шлицах муфта, входящая в зацепление с муфтой, неподвижно установленной в корпусе, причем полый вал и корпус соединены в верхней части с переходником, а в нижней части с полым валом и корпусом механизма фиксации, а механизм фиксации содержит не менее двух рядов подпружиненных якорей, причем второй и каждый последующий ряд подпружиненных якорей установлен на расстоянии не менее двух диаметров скважины от предыдущего ряда.

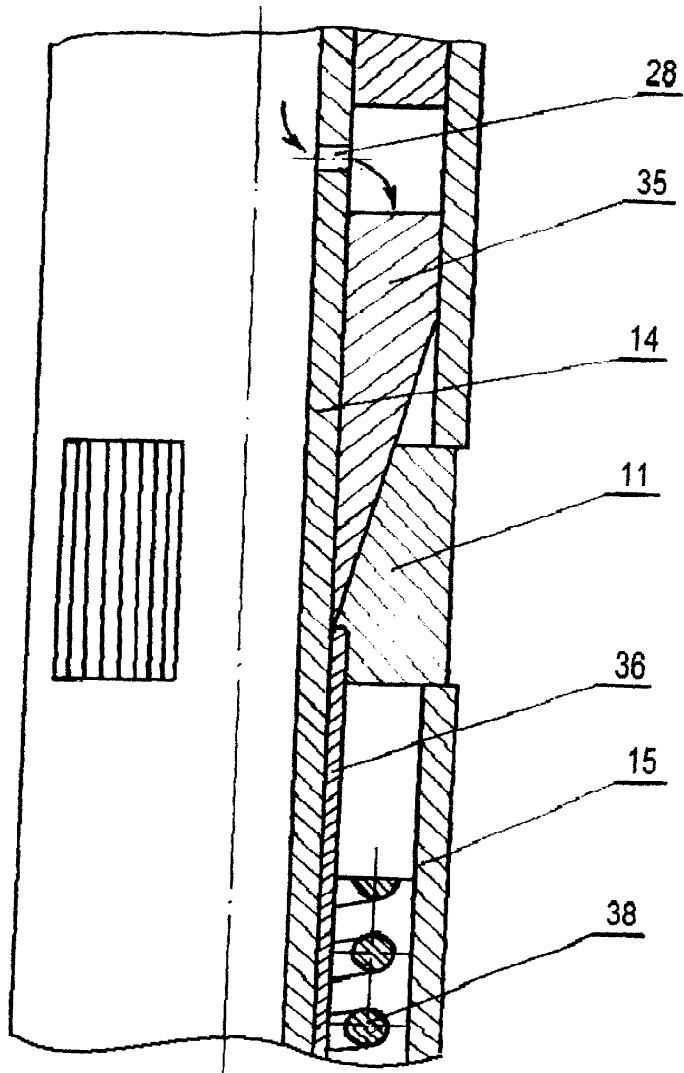
3. Устройство по п.2, отличающееся тем, что каждый толкатель с рядом подпружиненных якорей установлены на отдельном полом вала внутри отдельного корпуса, при этом подпружиненные якоря расположены под окнами, выполненными в корпусах, отдельные полые валы соединены друг с другом и с входным валом механизма реверса внутренними втулками, а корпуса соединены между собой и водилом механизма реверса наружными мфтами.



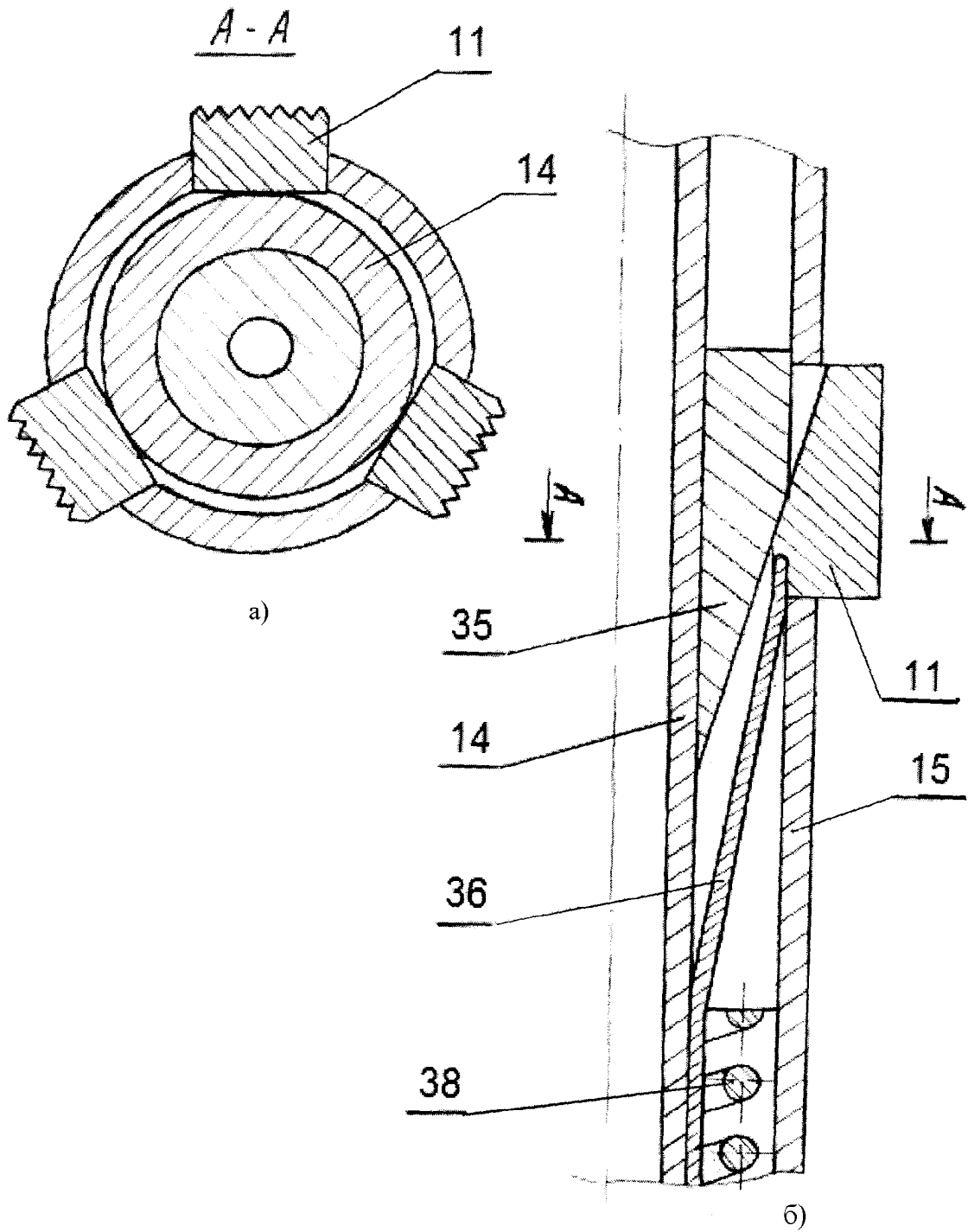
Фиг. 1



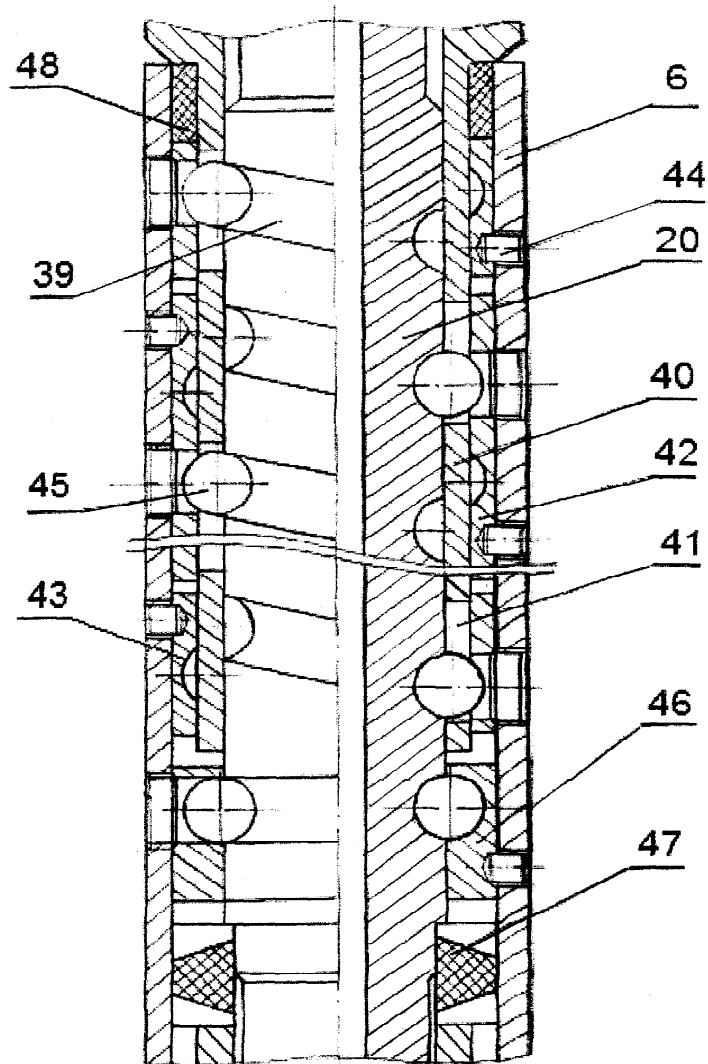
Фиг. 3



Фиг.4



Фиг.5



Фиг. 6