



(51) МПК  
*E21B 43/34* (2006.01)  
*E21B 43/12* (2006.01)  
*E21F 16/00* (2006.01)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2013109017/03, 26.08.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
 26.08.2011

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:  
 27.08.2010 US 61/377,716

(43) Дата публикации заявки: 10.10.2014 Бюл. № 28

(45) Опубликовано: 20.11.2015 Бюл. № 32

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 5335728 A, 09.08.1994. RU 2246602 C2, 20.02.2005. SU 1448078 A1, 30.12.1988. US 2006/0237195 A1, 26.10.2006. US 4086960 A, 02.05.1978.

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 27.03.2013

(86) Заявка РСТ:  
 US 2011/049351 (26.08.2011)

(87) Публикация заявки РСТ:  
 WO 2012/027671 (01.03.2012)

Адрес для переписки:  
 190000, Санкт-Петербург, ВОХ 1125,  
 "ПАТЕНТИКА"

(72) Автор(ы):

**ФИНК Джозеф М. (US),  
 РАЙТ Ричард М. (US)**

(73) Патентообладатель(и):

**ВЭЛЛ КОНТРОЛ ТЕКНОЛОДЖИЗ, ИНК.  
 (US)**

**(54) СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ**

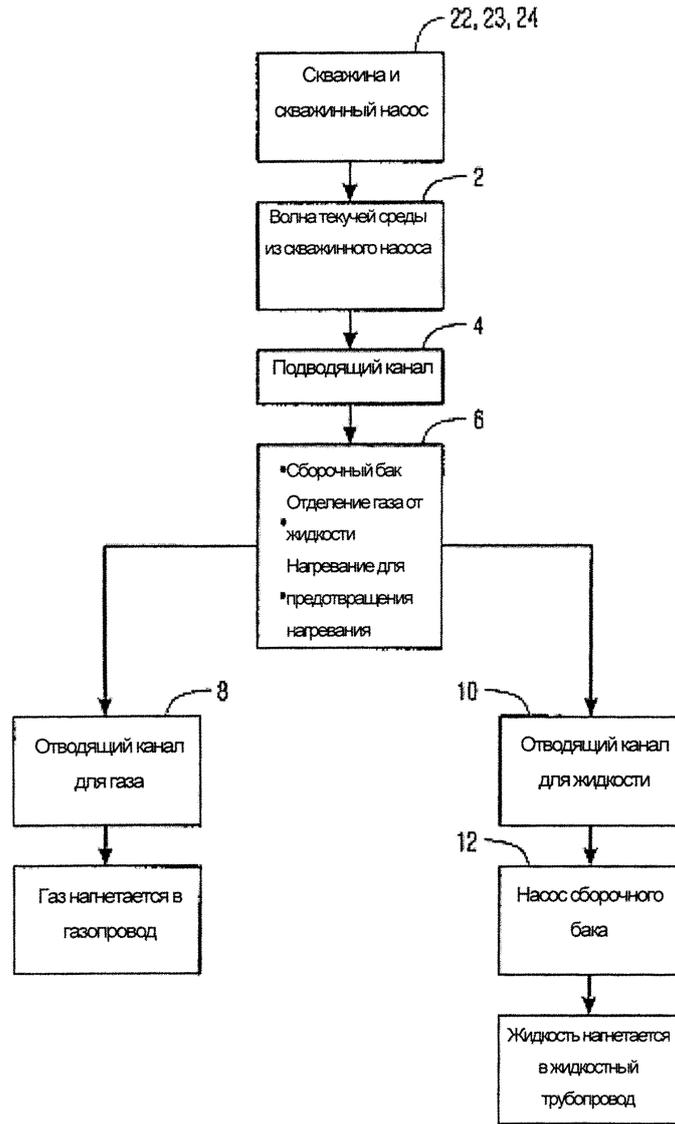
(57) Реферат:

Группа изобретений относится к способам нагнетания текучей среды, центральному узлу управления скважины, способам удаления жидкости из газодобывающей скважины, способам разделения газа и жидкости текучей среды, устройствам для подъема насосного устройства. Технический результат заключается в улучшении удаления жидкости из газодобывающей скважины. Согласно предложенной группе изобретений жидкость удаляется с буровой площадки через трубопровод малого диаметра непрерывным потоком с постоянным расходом с возможностью

нагревания текучей среды в сборочном баке и перекачки текучей среды насосом сборочного бака. Согласно способу нагнетания текучей среды в устье скважины формируют центральный узел скважины, который содержит насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины, опорную конструкцию для поддержания указанного насосного устройства, сборочный бак, который расположен под указанной опорной конструкцией и который имеет впускной проход, соединенный с указанным насосным устройством, и выпускной проход, причем указанный центральный узел также

содержит насос сборочного бака; и соединяют указанный центральный узел скважины с устьем

скважины в указанной скважине. 9 н. и 20 з.п. ф-лы, 6 ил.



ФИГ. 1

RU 2569103 C2

RU 2569103 C2



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/34* (2006.01)  
*E21B 43/12* (2006.01)  
*E21F 16/00* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2013109017/03, 26.08.2011**

(24) Effective date for property rights:  
**26.08.2011**

Priority:

(30) Convention priority:  
**27.08.2010 US 61/377,716**

(43) Application published: **10.10.2014 Bull. № 28**

(45) Date of publication: **20.11.2015 Bull. № 32**

(85) Commencement of national phase: **27.03.2013**

(86) PCT application:  
**US 2011/049351 (26.08.2011)**

(87) PCT publication:  
**WO 2012/027671 (01.03.2012)**

Mail address:

**190000, Sankt-Peterburg, VOKh 1125,  
"PATENTIKA"**

(72) Inventor(s):

**FINK Dzhozef M. (US),  
RAJT Richard M. (US)**

(73) Proprietor(s):

**VEhLL KONTROL TEKNOLODZhIZ, INK.  
(US)**

(54) **METHOD AND DEVICE FOR LIQUID REMOVAL FROM GAS PRODUCING WELL**

(57) Abstract:

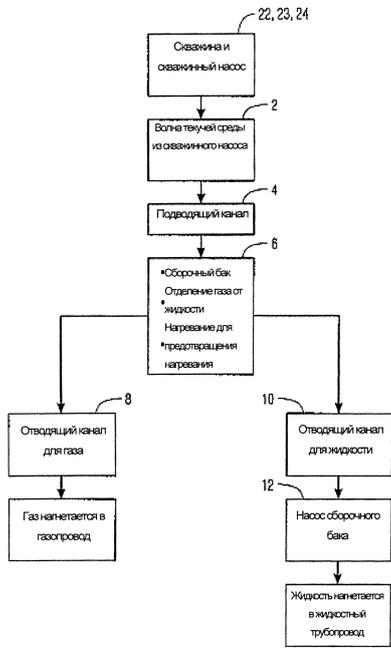
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: group of inventions is related to fluid pressurisation method, the central control units of the well, fluid removal method from gas producing well, gas and fluid separation methods, devices intended for lifting a pump unit. According to the suggested group of inventions fluid is removed from the drilling pad through a pipeline with low diameter by continuous flow with potential fluid heating in a collecting tank and fluid pumping over by a pump in the collecting tank. According to fluid pressurisation method in the mouth the central unit of the well is formed, which comprises pump unit for fluid pressurisation from the well, supporting structure to support the above pump unit, collecting tank placed under the above supporting structure and has inlet passage connected to the above pump unit and outlet passage, at that the above central unit also comprises the pump in the collecting tank; and the above central unit of the well is connected to the mouth in the above well.

EFFECT: fluid removal from gas producing well.  
29 cl, 6 dwg

C 2  
2 5 6 9 1 0 3  
R U

R U  
2 5 6 9 1 0 3  
C 2



ФИГ. 1

**ПЕРЕКРЕСТНАЯ ССЫЛКА НА РОДСТВЕННЫЕ ЗАЯВКИ**

[002] Настоящая заявка притязает на приоритет американской предварительной заявки №61/377,716, поданной 27 августа 2010 года, которая включена в настоящую заявку в полном объеме посредством ссылки.

**5 ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ИССЛЕДОВАНИЯХ ИЛИ РАЗРАБОТКАХ ЗА СЧЕТ СРЕДСТВ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА**

[003] Не применимо.

**ВКЛЮЧЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ, ПОДАННЫХ НА КОМПАКТ ДИСКЕ, ПОСРЕДСТВОМ ССЫЛКИ**

10 [004] Не применимо.

**ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ**

[005] Настоящее изобретение главным образом относится к получению текучих сред из нефтедобывающих скважин. В частности, настоящее изобретение относится к системам для сбора природного газа, которые наиболее эффективным образом  
15 используют пространство внутри и вокруг буровой площадки.

**УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ**

[006] Текучие среды получают из углеводородных продуктивных пластов под поверхностью Земли. Примером образования для добычи углеводородов является угольный пласт. Угольный метан (УМА) производится путем бурения скважины в  
20 угольном образовании и сбора захваченного метана, расположенного в таком образовании. В указанном образовании метан находится под давлением. Газ естественным образом перемещается в область низкого давления, создаваемую скважиной. Жидкости, такие как вода, также перемещаются в указанную область низкого давления.

25 [007] Удаление жидкости

Для того чтобы газ продолжал поступать из скважины, необходимо удалить накопленную жидкость. В традиционном насосном устройстве жидкость поднимается на поверхность через трубопровод, проходящий от скважинного насоса, который расположен в нижней части скважины, до указанной поверхности. Газ поступает из  
30 скважины через кольцевой канал, который представляет собой пространство между скважиной и трубопроводом. Сразу после поднятия на поверхность жидкость должна быть удалена с буровой площадки. В настоящее время используются два способа удаления жидкости.

[008] Удаление жидкости с использованием грузовиков

35 Один из способов сбора и утилизации жидкости заключается в закачивании текучих сред непосредственно из скважины в локализованные баки или другие удерживающие устройства. Затем к таким сборочным бакам подаются грузовики для удаления жидкости. Однако этот способ требует существенных трудовых затрат, наличия надежных дорог и дорогостоящего обслуживания этих дорог. Вес и количество поездок  
40 грузовиков приводят к повреждению дорог к буровым площадкам, а также других общественных дорог, по которым грузовики перемещаются на пути к сборочным средствам. Местное население часто требует производителя газа платить за обслуживание общественных дорог. Стоимость и ответственность при сборе текучей среды и ее перемещении с использованием дорог могут быть высокими и, возможно,  
45 непопулярными в обществе. Зимой снег и лед может создавать неблагоприятные дорожные условия, которые делают затруднительным проезд для грузовиков в направлении буровой площадки.

[009] Удаление жидкости посредством трубопровода

Второй способ удаления жидкости заключается в установке трубопровода для жидкости, так чтобы жидкость входила в него сразу после выхода из скважины. Трубопровод может проходить из скважины в сборочное средство. Обычно механизмом, который используется для подачи жидкости через трубопровод, является качающийся насос и/или скважинный насос, поскольку он имеет нагнетательные способности, которые существенно превышают необходимые для простого переноса текучей среды на поверхность. Способность создавать избыточное давление может быть использована в качестве механизма для подачи жидкости через трубопроводную сеть к центральному сборочному средству. Однако недостатком использования качающегося насоса для подачи жидкости через трубопровод является то, что он создает волну давления или гидравлический удар для перемещения по трубопроводу. Таким образом, для поглощения указанных кратковременных волн требуются трубопроводы еще большего диаметра, чем требовались бы в случае, когда такой же общий объем жидкости перемещался через трубопровод по существу при постоянной скорости потока.

[010] Проблемы, вызываемые смесями газ/жидкость

Текущая среда, вынесенная на поверхность скважиной, как правило, содержит жидкий компонент и газовый компонент. Наличие газового компонента вызывает дополнительные проблемы, которые не в полной мере компенсируются традиционными способами разделения и удаления газа и жидкости. Когда текущая среда нагнетается непосредственно в трубопровод без традиционного разделения на газ и жидкость, любой газ, вовлеченный в жидкость, как правило теряется. Эта проблема еще более усугубляется состоянием, известным как чрезмерное нагнетание. Чрезмерное нагнетание происходит тогда, когда насос работает больше, чем необходимо для удаления жидкости из скважины. Как только жидкость удаляется из скважины, а насос продолжает работать, обеспечивается возможность выхода природного газа из скважины и его нагнетания в жидкостный трубопровод. Наличие газа в жидкостном трубопроводе также усложняет точное измерение объема жидкости, который удаляется из скважины, потому что используемые в настоящее время способы измерения потока через трубопровод не различают поток газа и поток жидкости.

[011] При введении газа в жидкостный трубопровод, создается возможность создания состояния воздушной блокировки. Воздушная блокировка происходит, когда газ собирается в вершинах трубопровода и вызывает полное или частичное блокирование потока жидкости. Скопление газа может быть образовано газом, который отделяется от смеси текучей среды, или газом, который поступает при чрезмерном нагнетании в скважине. При воздушной блокировке жидкость не может быть продвинута через газовую пробку. Поскольку насос продолжает пытаться протолкнуть жидкость через воздушную блокировку, давление в той части трубы, которая расположена до блокировки, продолжает увеличиваться. Когда давление достигает величины, превышающей максимальный предел прочности трубопровода, может произойти разрыв. Разрывы трубопроводов трудно диагностировать и обнаруживать. Кроме того, разрывы могут быть дорогими, как с точки зрения затрат, связанных с ремонтом поврежденного оборудования, так и с точки зрения ликвидации экологического ущерба от утечки жидкости из разорвавшегося трубопровода.

[012] В дополнение к риску разрыва трубопровода, качающийся насос также создает давление непосредственно на устье скважины и на окружающую устье скважины закладку. Качающийся насос обычно соединен со скважинным насосом посредством стальных стержней, которые проходят по всей глубине скважины. Стержень, соединенный с качающимся насосом на поверхности, называется гладкий стержень,

поскольку он имеет гладкую полированную поверхность. Материал закладки устья скважины позволяет гладкому стержню перемещаться вверх и вниз в скважине, при наличии давления воды в трубопроводе. Указанную закладку необходимо постоянно контролировать, поскольку она подвержена частым неожиданным протечкам и должна регулярно заменяться. В действительности, утечки, связанные с протечкой закладки; трудно или даже невозможно устранить.

[013] Холодная погода

Другой проблемой, связанной с существующими способами хранения, удаления и транспортировки жидкости, такой как вода, с буровой площадки является опасность замерзания жидкости в холодную погоду. Замерзшая вода может ограничить работу скважины, а также привести к разрыву трубопроводов и содействовать утечкам через устье скважины.

[014] Установка и обслуживание

Наконец, современные способы установки насосного устройства на буровой площадке требуют от двух до трех дней, прежде чем буровая площадка будет готова начать нагнетание текучей среды из скважины. Согласно традиционному способу установки насосного устройства, насос собирают по частям на буровой площадке. В результате даже насосные устройства, расположенные близко друг к другу, часто не строятся по единому плану и не используют одинаковые компоненты. Способ установки по частям занимает много времени и усложняет техническое обслуживание и ремонт. Кроме того, пространство внутри насосного устройства не используется максимально эффективно. В результате, площадь, занимаемая установленным насосным устройством, больше, чем это необходимо для выполнения всех функций такого устройства. Кроме того, в результате отсутствия единообразия в конструкции газовых скважин и большой площадью, занимаемой газовыми скважинами, они, как правило, не имеют единого эстетически привлекательного внешнего вида.

[015] В дополнение к трудностям, возникающим в текущей практике установки, дополнительные трудности возникают вследствие необходимости регулярного обслуживания газодобывающих скважин. Для обслуживания скважинного насоса и других элементов, расположенных внутри скважины, на буровую площадку необходимо подкатывать большой грузовик-тягач с системой, содержащей монтажную мачту и шкивы. Указанная система, содержащая шкивы, используется для подъема из скважины частей насосного устройства, расположенных в скважине. Проблемы, связанные со строительством и поддержанием подъездных дорог к буровой площадке, описанные выше для способа перевозки жидкости с использованием грузовиков, также имеют место и в случае использования указанных обслуживающих грузовиков, которые имеют регулярный доступ к буровой площадке.

[016] По причинам, изложенным выше, существует необходимость в способе и устройстве для удаления жидкости с буровой площадки, которые позволяют выполнить удаление жидкости без использования грузовиков-тягачей и трубопроводов большого диаметра. Кроме того, такие устройство и способ должны предотвращать осложнения, ведущие к образованию воздушной блокировки и разрывам трубопровода. Указанные способ и устройство также должны решить проблему замерзания трубопроводов, так чтобы они могли быть использованы в холодную погоду. Наконец, существует необходимость в способе и соответствующем устройстве для удаления жидкости, которое позволяет более эффективно использовать пространство внутри и вокруг устья скважины и которое может быть установлено более быстро, так чтобы обеспечить своевременное нагнетание. Кроме того, газовая скважина должна иметь однородный

эстетичный внешний вид.

## СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

### [017] Нагнетание текучей среды в устье скважины

Способ нагнетания текучей среды в устье скважины в соответствии с настоящим изобретением требует формирования центрального узла скважины, который содержит: насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины; опорную конструкцию для поддержания указанного насосного устройства; сборочный бак, который расположен под указанной опорной конструкцией и который имеет впускной проход, соединенный с указанным насосным устройством, и выпускной проход, а указанный центральный узел также содержит насос сборочного бака. Указанный центральный узел скважины соединен с устьем скважины в указанной скважине. Указанный центральный узел скважины может включать источник энергии, выполненный с возможностью обеспечения работы как насосного устройства, так и насоса сборочного бака. Сборочный бак может быть выполнен с возможностью сброса давления.

[018] Способ согласно настоящему изобретению может также включать обеспечение возможности отделения жидкого компонента от текучей среды в сборочном баке, и газообразного компонента, при его наличии в указанном баке, а также удаление газообразного компонента из сборочного бака через отводящий канал для газа и подачу указанного газообразного компонента к газопроводу. Жидкий компонент может удаляться из сборочного бака по существу с постоянным расходом через выпускной проход, который имеет меньшее поперечное сечение, чем впускной проход. Согласно настоящему изобретению может быть обеспечено нагревание текучей среды в сборочном баке для исключения замерзания текучей среды. Для нагревания может использоваться выходящее тепло от источника энергии.

[019] Указанный центральный узел скважины может быть прикреплен к земле, а также к устью скважины. Кроме того, опорная конструкция может иметь съемную монтажную мачту для обслуживания скважины в случае необходимости. Под опорной конструкцией могут быть размещены устройства учета газа и воды. Под опорной конструкцией также может размещаться устройство кондиционирования газа. Указанный центральный узел скважины может быть заключен в защитную конструкцию, чтобы предотвратить доступ нежелательных лиц.

### [020] Центральный узел управления скважины

Согласно настоящему изобретению центральный узел управления скважины содержит: насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины; опорную конструкцию для поддержания указанного насосного устройства; сборочный бак, который расположен под опорной конструкцией и который имеет подводящий проход, соединенный с насосным устройством, и отводящий проход, а указанный узел также содержит насос сборочного бака. Центральный узел скважины также может включать источник энергии, который обеспечивает работу как насосного устройства, так и насоса сборочного бака. Тепло, выходящее от источников энергии, может осуществлять нагревание жидкости в сборочном баке. Центральный узел скважины может также включать съемную монтажную мачту для использования при обслуживании указанного узла. Монтажная мачта используется для подъема скважинных элементов насосного устройства из скважины. Монтажная мачта содержит рычаг, который может быть повернут вручную. Указанный рычаг может приводиться в действие тем же единым источником энергии, который приводит в действие указанный скважинный насос и насос сборочного бака. Центральный узел скважины может быть заключен в защитную конструкцию для его защиты. Центральный узел скважины также может содержать

устройства учета газа и воды в опорной конструкции. Указанный центральный узел скважины может содержать устройство для кондиционирования газа.

#### [021] Удаление жидкости

Способ удаления жидкости из газодобывающей скважины в соответствии с настоящим изобретением предусматривает принятие периодической волны текучей среды, поднятой на поверхность с помощью скважинного насоса, приводимого в действие источником энергии, в сборочный бак, расположенный под устьем скважины, через подводящий канал, который имеет площадь поперечного сечения достаточную для приема указанной волны. Как только текучая среда попадает в сборочный бак, появляется возможность отделить жидкий компонент и газовый компонент при его наличии. Сборочный бак может быть нагрет для исключения замерзания текучей среды. Жидкий компонент удаляется из сборочного бака через отводящий канал, который имеет меньшее поперечное сечение, чем подводящий канал. Указанный источник энергии может быть использован как для питания скважинного насоса, так и насоса сборочного бака для удаления жидкого компонента из указанного бака. Газообразный компонент также может быть удален из сборочного бака через отводящий канал и подан в газопровод. После удаления из сборочного бака, жидкий компонент подается по существу с постоянной скоростью потока из отводящего канала через трубопровод, что позволяет удалить указанную жидкость из скважины. Подача может быть осуществлена рабочим насосной станции с использованием скважинного насоса.

#### [022] Нагнетание жидкости

Способ нагнетания текучей среды в устье скважины в соответствии с настоящим изобретением предусматривает формирование центрального узла скважины, который содержит насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины; опорную конструкцию для поддержания указанного насосного устройства, сборочный бак, который расположен под опорной конструкцией и который имеет впускной проход, соединенный с насосным устройством, и выпускной проход, а указанный центральный узел также содержит насос сборочного бака. Указанный центральный узел также может включать источник энергии, выполненный с возможностью обеспечения работы как насосного устройства, так и насоса сборочного бака. После формирования центрального узла скважины, его соединяют с устьем скважины в скважине. Указанный центральный узел скважины может быть прикреплен к земле.

#### [023] Подъемное устройство

Устройство для подъема насосного устройства в соответствии с настоящим изобретением включает насосное устройство для извлечения текучей среды из скважины. Указанное насосное устройство поднимается посредством опорной конструкции, которая имеет нижнюю полость, расположенную под указанной конструкцией. В указанной полости расположен сборочный бак. Сборочный бак имеет подводящий проход для приема текучей среды от насосного устройства и отводящий проход, причем общая площадь поперечного сечения подводящего прохода больше, чем общая площадь поперечного сечения отводящего прохода. Насос сборочного бака соединен с отводящим проходом для подачи текучей среды из него в трубопровод. Указанное устройство может дополнительно включать источник энергии, функционально соединенный со скважинным насосом и насосом сборочного бака для приведения в действие как скважинного насоса, так и насоса сборочного бака. Устройство для подъема насосного устройства используется в соответствии со способом удаления жидкости из газодобывающей скважины, описанным выше.

[024] Таким образом, главной целью настоящего изобретения является создание

способа и устройства для нагнетания текучей среды в устье скважины без существенных затрат и проблем связанных с чрезмерным нагнетанием, воздушной блокировкой, закладкой устья скважины, разрывом трубопровода, которые сопровождают существующие способы. В частности, задачей настоящего изобретения является

5 обеспечение возможности использования трубопровода небольшого диаметра для удаления жидкости с буровой площадки, которая продолжает эффективно работать даже в холодную погоду. Жидкость должна протекать через трубопровод по существу с постоянной скоростью потока так, что объем полученной жидкости может быть измерен с помощью имеющихся в настоящее время измерительных приборов. Кроме

10 того, целью настоящего изобретения является повышение эффективности нагнетания путем ограничения количества природного газа; который выходит через жидкостный трубопровод и путем рекуперации такого газа насколько это возможно. Еще одна задача настоящего изобретения состоит в том, чтобы использовать пространство вокруг устья скважины более эффективно так, чтобы площадь, занимаемая насосным

15 устройством, была эффективно снижена. Наконец, поскольку скважины строятся по единой конструкции, целью настоящего изобретения является снижение времени, необходимого для установки насосного устройства, так чтобы насос имел возможность быстрее начать удаление жидкости из скважины. В результате снижения размера занимаемой площади и более единообразной конструкции газовая скважина, как

20 отдельная скважина, так и несколько скважин, которые расположены близко друг к другу, будет более эстетически привлекательной, чем скважинные конструкции, доступные в настоящий момент.

#### КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

[025] На фиг.1 показана блок-схема, иллюстрирующая прием волны текучей среды от скважинного насоса. Указанная блок-схема иллюстрирует движение текучей среды от скважинного насоса, через разделение в сборочном баке, до удаления с буровой площадки по трубопроводу.

[026] На фиг.2 показана блок-схема, которая иллюстрирует формирование центрального узла скважины из множества компонентов и соединение указанного

30 центрального узла с устьем скважины в скважине.

[027] На фиг.3 показан изометрический вид устройства для подъема насосного устройства.

[028] На фиг.4 показан изометрический вид опорной конструкции для насосного устройства, которая включает нижнюю полость, в которой расположен указанный

35 сборочный бак.

[029] На фиг.5 показан изометрический вид сборочных баков, которые включают подводный и отводящий проходы, и насоса сборочного бака для нагнетания жидкости через жидкостный трубопровод.

[030] На фиг.6 показан изометрический вид центрального узла скважины с присоединенной съемной монтажной мачтой, которая используется для обеспечения

40 технического обслуживания указанного узла.

#### ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ

Примеры и Пояснительные определения

[031] Примеры и пояснительные определения, приведенные ниже, являются общими

45 и не предназначены для ограничения смысла соответствующих терминов.

[032] «газодобывающая скважина» - это скважина для добычи природного газа. Скважины для добычи природного газа могут пробуриваться в некоторых горных образованиях. В соответствии с одним из вариантов реализации настоящего изобретения,

указанная скважина может быть пробурена в угольном образовании.

[033] «текучая среда» - это среда, представляющая собой вещество, которое постоянно деформируется под действием приложенного напряжения сдвига. По существу, текучая среда способна течь при приложении напряжения сдвига. Текучая среда может представлять собой газ или жидкость или смесь, содержащую как жидкий, так и газообразный компонент. Пена с пузырьками газа в жидкости является примером текучей среды. Пена природного газа и жидкость часто выносятся на поверхность посредством газодобывающей скважины.

[034] «центральный узел скважины» - это устройство, выполненное с возможностью извлечения текучей среды из скважины, разделения текучей среды на жидкий компонент и газообразный компонент, и удаления жидкого компонента с буровой площадки. Указанный узел предварительно формируется и присоединяется в виде единого узла к устью скважины.

[035] «формирование» - относится к процессу производства и сборки, которые необходимы для создания центрального узла скважины. В одном из вариантов реализации настоящего изобретения, указанный узел может формироваться вне площадки, например на производственном объекте, а затем транспортироваться к буровой площадке для установки.

[036] «насос» - это механическое устройство, которое использует давление или всасывание для подъема или перемещения текучих сред. Насос может быть приведен в действие двигателем внутреннего сгорания на основе природного газа, с помощью электродвигателя или любого другого источника энергии.

[037] «насосное устройство» - устройство, которое включает качающийся насос, колонну насосных штанг и скважинный насос.

[038] «опорная конструкция» - опорная конструкция является основанием для закрепления и поддержания качающегося насоса и/или привода с мачтой и шкивом. Опорная конструкция также функционирует в качестве подъемника для подъема и переориентации качающегося насоса.

[039] «расположена под опорной конструкцией» - опорная конструкция образует нижнюю полость под качающимся насосом. В одном из вариантов реализации настоящего изобретения, сборочный бак расположен в указанной нижней полости.

[040] «проход» - отверстие или канал, который позволяет текучей среде течь в резервуар или удаляться из него. В случае жидкости, проход может представлять собой дренажную трубку.

[041] «насос сборочного бака» - насос для перемещения жидкости из отводящего канала к трубопроводу. Указанный насос работает в установившемся режиме, так что при нахождении жидкости в сборочном баке, она нагнетается насосом сборочного бака непрерывным потоком с постоянным расходом.

[042] «соединение» - центральный узел скважины соединен с устьем скважины и размещен в скважине, путем размещения элементов центрального узла скважины в скорректированных местах расположения в скважине и вокруг нее. Например, скважинный насос может располагаться в скважине, качающийся насос может располагаться у устья скважины, а сборочный бак может располагаться под качающимся насосом.

[043] «источник энергии» - устройство, которое подает энергию, достаточную для приведения в действие насоса сборочного бака и скважинного насоса. Источником энергии может быть электрический двигатель, генератор внутреннего сгорания, который подает электрическую мощность, двигатель внутреннего сгорания, который работает

на природном газе, или любое другое устройство, которое подает мощность или энергию.

5 [044] «с возможностью функционировать» - источник энергии должен быть достаточно мощным и должен быть выполнен таким образом, чтобы обеспечить питание как скважинного насоса, так и насоса сборочного бака. Однако указанные насосы должны иметь возможность работать независимо, так чтобы перекачивать текучую среду с разной скоростью, а также включаться или выключаться в разное время независимо друг от друга.

10 [045] «сброс давления» - когда в результате повышения давления в устье скважины скважинный насос более не может извлекать текучую среду на поверхность, происходит воздушная блокировка. Давление вблизи устья скважины увеличивается по мере того, как газ собирается в верхней части скважины. Сброс давления удаляет собранный газ, чтобы уменьшить давление воздуха и предотвратить воздушную блокировку.

15 [046] «нагревание» - текучая среда в сборочном баке должна поддерживаться при температуре выше температуры замерзания жидкого компонента текучей среды даже в холодную погоду. Температура замерзания воды равна 0 градусов по Цельсию. В случае, когда жидкость смешивается с твердыми частицами, температура замерзания может быть ниже. Нагревание может быть достигнуто путем размещения сборочного бака достаточно близко к устройству, которое выделяет тепло, так что остаточное  
20 тепло от указанного устройства будет удерживать температуру сборочного бака выше уровня замерзания.

[047] «выходящее тепло» - относится к подогретым выходящим газам, которые выводятся из источника энергии, такого как двигатель внутреннего сгорания, и в одном из вариантов реализации настоящего изобретения используются для нагрева сборочного  
25 бака.

[048] «подача» - текучая среда или газ нагнетается из отводящего канала к трубопроводу. Известным способом подачи текучей среды через трубопровод является способ подачи с использованием насоса. В некоторых случаях для подачи газа или жидкости через трубопровод может использоваться гравитация.

30 [049] «разделение» - настоящее изобретение включает различные средства разделения жидких и газовых компонентов смеси. В одном из вариантов реализации настоящего изобретения указанное разделение представляет собой естественное разделение, при котором гравитация обеспечивает сбор более плотного материала в нижней части сборочного бака, а менее плотного материала - в верхней части сборочного бака. В  
35 случае с природным газом и водной пеной, вода будет собираться в нижней части сборочного бака, а природный газ будет собираться в его верхней части.

[050] «жидкость» - представляет собой агрегатное состояние материала, в котором он имеет определенные характеристики, включая способность к течению, наличие незначительной или полное отсутствие тенденции к растеканию, и относительно высокое  
40 сопротивление сжатию. Жидкости, которые обычно извлекают из скважин, включают воду и нефть.

[051] «подводящий канал» - текучая среда поступает в сборочный бак через подводящий канал. Указанный подводящий канал может быть трубой, проходящей от устья скважины к сборочному баку. В одном из вариантов реализации настоящего  
45 изобретения, сборочный бак расположен под потоком текучей среды качающегося насоса.

[052] «отводящий канал» - отводящий канал представляет собой проход, через который из сборочного бака удаляются отделенный газ или отделенная жидкость. В

случае жидкости, отводящим каналом может быть дренажная трубка.

[053] «сборочный бак» - сборочный бак представляет собой сосуд для хранения текучей среды, поднятой на поверхность с помощью качающегося насоса. Указанный сборочный бак функционирует как устройство для разделения газа и жидкости, которое

5 сбрасывает давление текучей среды.

[054] «по существу постоянная скорость потока» - жидкость или газ должны удаляться из сборочного бака по существу с постоянной скоростью потока. Очевидно, что если скважинный насос не извлекает текучую среду из скважины, она будет недоступна для удаления из сборочного бака. Однако когда текучая среда подается в сборочный бак,

10 жидкий компонент текучей среды должен быть удален из указанного бака по существу непрерывным потоком и с постоянной скоростью. Это позволяет избежать выхода из устья скважины периодических волн большого объема и большой интенсивности.

[055] «площадь поперечного сечения» - площадь поперечного сечения канала или трубы представляет собой площадь, ограниченную внутренней поверхностью канала.

15 Площадь поперечного сечения представляет собой по существу площадь, через которую может течь текучая среда. В случае круглой трубы, площадь поперечного сечения равна произведению числа  $\Pi$  на величину внутреннего радиуса, возведенного в квадрат.

[056] «отводящий канал, который имеет меньшую площадь поперечного сечения, чем подводный канал» - общая площадь поперечного сечения для отвода должна

20 быть меньше, чем общая площадь поперечного сечения для подвода. Очевидно, что сборочный бак может иметь множество подводных и отводящих каналов. В этом случае, общая площадь поперечного сечения множества подводных каналов, а не площадь поперечного сечения каждого отдельного канала, должна быть больше, чем общая площади поперечного сечения множества отводящих каналов.

[057] «съемная монтажная мачта» - жесткая мачта со шкивом на конце, которая используется для подъема. Согласно настоящему изобретению, монтажная мачта

25 используется для обеспечения технического обслуживания центрального узла скважины в случае необходимости. Монтажная мачта является съемной.

[058] «обслуживание скважины в случае необходимости» - необходимое обслуживание

30 может включать регулярные плановые мероприятия по обслуживанию, а также действия по исправлению или замене сломанных элементов устройства.

[059] «защитная конструкция» - устройство заключено в защитную конструкцию, чтобы уменьшить вероятность разрушения центрального узла управления скважиной

35 или кражи его частей злоумышленниками. Защитная конструкция может представлять собой металлический корпус окружающий центр управления скважиной.

[060] «устройства учета газа и воды» - устройства для измерения объема жидкости (воды) или газа (природного газа), протекающей через трубу. Настоящее изобретение

40 позволяет точно измерять объем жидкости, которая течет через трубопровод, поскольку указанная жидкость течет через трубопровод по существу с постоянным расходом.

[061] «устройство кондиционирования газа» - устройство для кондиционирования природного газа, которое обеспечивает возможность использования указанного газа

45 двигателем внутреннего сгорания. Кондиционирование может включать как фильтрацию газа, так и сушку газа.

[062] «периодическая волна» - волна текучей среды, извлеченной из скважины

качающимся насосом. Волна может увеличить давление в трубопроводе и в некоторых случаях привести к разрыву трубопровода. Такой тип волны текучей среды или давления часто называют «гидравлическим ударом».

[063] «с возможностью приема волны» - как описано выше, текучая среда, которая

извлекается из скважины, поступает в сборочный бак периодически с переменными интервалами высокими и низкими объемами. Для обеспечения возможности приема волны, площадь поперечного сечения должна быть достаточно большой так, чтобы весь большой объем волны мог поступать в сборочный бак без образования затора и как следствие без повышения давления в устье скважины, что усложняет течение текучей среды из скважины.

[064] «скважинный насос» - скважинный насос является инструментом, используемым в скважине, который извлекает текучую среду из скважины в трубопровод и поднимает указанную текучую среду на поверхность, Скважинный насос расположен в скважине. Он используется в сочетании с качающимся насосом, расположенным на поверхности, и насосной штангой, которая соединяет качающийся насос со скважинным насосом.

[065] «нижняя полость» - это пространство под опорной конструкцией. В одном из вариантов реализации настоящего изобретения нижняя полость содержит сборочный бак.

### ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[066] На фиг.1 показана блок-схема, иллюстрирующая прием периодической волны 2 текучей среды от скважинного насоса. Указанная блок-схема иллюстрирует движение текучей среды от скважины 24 к устью 22 скважины с использованием скважинного насоса 23, через разделение в сборочном баке 6 до удаления с буровой площадки по трубопроводу. Текучая среда подается из скважины с использованием скважинного насоса 23 периодическими волнами 2 большого объема. Текучая среда поступает в сборочный бак 6 по впускному каналу 4. Указанная текучая среда разделяется на газовый компонент и жидкий компонент в сборочном баке 6. Газовый компонент удаляется из сборочного бака 6 через выпускной канал 8 для газа. Указанный газ подается в трубопровод. Жидкий компонент удаляется из сборочного бака 6 через выпускной канал 10 для жидкости. Жидкость подается в жидкостный трубопровод посредством насоса 12 сборочного бака.

[067] На фиг.2 показана блок-схема, которая иллюстрирует формирование центрального узла 20 скважины из множества компонентов и соединение указанного центрального узла 20 с устьем 22 скважины в скважине 24. Центральный узел 20 скважины формируется из насосного устройства 14, опорной конструкции 16, сборочного бака 6, который имеет впускной проход 26 и множество выпускных проходов 28 и 29, а указанный узел также содержит насос 12 сборочного бака и единый источник энергии 18. После завершения формирования центрального узла 20 скважины, его соединяют с устьем 22 скважины в скважине 24.

[068] На фиг.3 показан изометрический вид устройства для подъема насосного устройства 14. Насосное устройство содержит качающийся насос 30, соединенный с опорной конструкцией 16 и насосной штангой 32, проходящей через устье скважины 22 в скважину 24. Опорная конструкция 16 образует нижнюю полость 34, которая расположена под опорной конструкцией 16. В нижней полости 34 находится сборочный бак 6. Для подачи жидкости из сборочного бака в трубопровод и обеспечения удаления жидкости с буровой площадки используется насос 12 сборочного бака.

[069] На фиг.4 показан изометрический вид опорной конструкции 16 для насосного устройства 14, которая включает нижнюю полость 34, в которой расположен сборочный бак 6. Для поддержания сборочного бака 6 используются седла 36 сборочного бака, расположенные в указанной нижней полости.

[070] На фиг.5 показан изометрический вид сборочных баков 6, которые включают подводящий проход 26, отводящий проход 28 для жидкости и отводящий проход 28

для газа. Жидкость удаляется через отводящий проход 28 для жидкости в канал 10 и подается в трубопровод посредством насоса 12 сборочного бака. Газ удаляется из сборочного бака 6 через отводящий проход 29 для газа в отводящий канал 11 для газа.

[071] На фиг.6 показан изометрический вид центрального узла 20 скважины с присоединенной съемной монтажной мачтой 38, которая используется для обеспечения технического обслуживания указанного узла. На чертеже показано насосное устройство 14, которое прикреплено к опорной конструкции 1. Элементы, которые включают сборочный бак 6 и насос 12 сборочного бака, расположены под насосным устройством 14 в нижней полости 34, образованной опорной конструкцией 16. Монтажная мачта 38 присоединена к опорной конструкции 16. Кабель 44 проходит от рычага 40 через шкив 42, прикрепленный к монтажной мачте 38, а также через устье скважины 22 в скважину 24.

[072] Фиг.1-6 показывают специалисту в данной области техники как можно реализовать и использовать изобретение согласно предпочтительному варианту его реализации. Все аспекты настоящего изобретения, показанные на чертежах, включены в настоящее описание посредством ссылки.

[073] В описанную выше конструкцию и способ возможно внесение различных изменений, не выходящих за объем настоящего изобретения, определенный нижеследующей формулой изобретения. Предполагается, что все сведения, которые содержатся в вышеприведенных параграфах и показаны на сопроводительных чертежах, приведены только для описания настоящего изобретения, а не для его ограничения.

#### Формула изобретения

1. Способ нагнетания текучей среды в устье скважины, согласно которому:
  - (а) формируют центральный узел скважины, который содержит: насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины, опорную конструкцию для поддержания указанного насосного устройства, сборочный бак, который расположен под указанной опорной конструкцией и который имеет впускной проход, соединенный с указанным насосным устройством, и выпускной проход, причем указанный центральный узел также содержит насос сборочного бака;
  - (б) соединяют указанный центральный узел скважины с устьем скважины в указанной скважине.
2. Способ по п.1, который включает источник энергии, выполненный с возможностью обеспечения работы как насосного устройства, так и насоса сборочного бака.
3. Способ по п.1, согласно которому сборочный бак выполнен с возможностью сброса давления.
4. Способ по п.2, который включает нагревание текучей среды в сборочном баке для исключения замерзания текучей среды.
5. Способ по п.4, согласно которому для нагревания используют выходящее тепло от источника энергии.
6. Способ по п.2, который включает:
  - (а) обеспечение возможности отделения жидкого компонента от текучей среды в сборочном баке, а также газообразного компонента, при его наличии, и
  - (б) удаление газообразного компонента из сборочного бака через отводящий канал и подачу указанного газообразного компонента к газопроводу.
7. Способ по п.6, который включает удаление жидкого компонента по существу с постоянным расходом из сборочного бака через выпускной проход, который имеет

меньшее поперечное сечение, чем впускной проход.

8. Способ по п.1, согласно которому центральный узел скважины прикрепляют к земле.

5 9. Способ по п.1, согласно которому опорная конструкция имеет съемную монтажную мачту для технического обслуживания центрального узла скважины в случае необходимости.

10. Способ по п.7, согласно которому центральный узел скважины прикрепляют к устью скважины.

10 11. Способ по п.10, в котором опорная конструкция имеет съемную монтажную мачту для технического обслуживания скважины в случае необходимости.

12. Способ по п.1, согласно которому центральный узел скважины заключен в защитную конструкцию для предотвращения доступа нежелательных лиц.

13. Способ по п.2, согласно которому используют устройства учета газа и воды, расположенные под опорной конструкцией.

15 14. Способ по п.2, согласно которому используется устройство кондиционирования газа, расположенное под опорной конструкцией, для подготовки газа к использованию в качестве топлива для источника энергии.

15. Центральный узел управления скважины, который содержит:

- 15 (а) насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины;
- 20 (b) опорную конструкцию для поддержания указанного насосного устройства;
- (с) сборочный бак, который расположен под опорной конструкцией и который имеет впускной проход, соединенный с насосным устройством, и выпускной проход, и
- (d) насос сборочного бака.

25 16. Центральный узел управления скважины по п.15, содержащий источник энергии, который обеспечивает работу как насосного устройства, так и насоса сборочного бака.

17. Центральный узел управления скважины по п.16, в котором выходящее тепло от источников энергии нагревает жидкость в сборочном баке.

30 18. Центральный узел управления скважины по п.15, который содержит съемную монтажную мачту.

19. Центральный узел управления скважины по п.15, в котором центральный узел скважины заключен в защитную конструкцию.

20. Центральный узел управления скважины по п.15, который содержит устройство учета газа и воды в опорной конструкции.

35 21. Центральный узел управления скважины по п.16, который содержит устройство для кондиционирования газа.

22. Способ удаления жидкости из газодобывающей скважины, включающий:

- 40 (а) прием периодической волны текучей среды, поднятой на поверхность с помощью скважинного насоса насосного устройства, приводимого в движение источником энергии, в сборочный бак, расположенный под насосным устройством, через подводящий канал, поперечное сечение которого обеспечивает возможность принимать указанную волну;
- (b) обеспечение возможности отделения жидкого компонента от текучей среды в сборочном баке, а также газообразного компонента, при его наличии,
- 45 (с) удаление жидкого компонента по существу с постоянным расходом из сборочного бака через отводящий канал, который имеет меньшее поперечное сечение, чем подводящий канал;
- (d) комбинирование источника энергии для питания как скважинного насоса, так и

насоса сборочного бака, и

(е) подачу жидкости по существу с постоянным расходом из отводящего канала через трубопровод и удаление, таким образом, жидкости из скважины.

23. Способ удаления жидкости из газодобывающей скважины, включающий:

5 (а) прием периодической волны текучей среды, поднятой на поверхность с помощью скважинного насоса, в сборочный бак через подводящий канал, поперечное сечение которого обеспечивает возможность принимать указанную волну;

(б) нагревание текучей среды в сборочном баке так, чтобы указанная текучая среда не замерзла;

10 (с) обеспечение возможности отделения жидкого компонента от текучей среды в сборочном баке, а также газообразного компонента, при его наличии в указанном баке, и

(d) удаление жидкого компонента по существу с постоянным расходом из сборочного бака через отводящий канал, который имеет меньшее поперечное сечение, чем

15 подводящий канал, и

(е) подачу жидкости по существу с постоянным расходом из отводящего канала через трубопровод и удаление, таким образом, жидкости из скважины.

24. Способ разделения газа и жидкости текучей среды, поднятой на поверхность с помощью скважинного насоса, включающий:

20 (а) прием периодической волны текучей среды, поднятой на поверхность с помощью скважинного насоса, в сборочный бак через подводящий канал, поперечное сечение которого обеспечивает возможность принимать указанную волну;

(б) нагревание текучей среды в сборочном баке так, чтобы указанная текучая среда не замерзла;

25 (с) обеспечение возможности отделения жидкого компонента от текучей среды в сборочном баке, а также газообразного компонента, при его наличии,

(d) удаление газообразного компонента из сборочного бака через отводящий канал и подачу указанного газообразного компонента в газопровод;

30 (е) удаление жидкого компонента по существу с постоянным расходом из сборочного бака через отводящий канал, который имеет меньшее поперечное сечение, чем подводящий канал, и

(f) подачу жидкости по существу с постоянным расходом из отводящего канала через трубопровод и удаление, таким образом, жидкости из скважины.

35 25. Способ по п.24, согласно которому подача осуществляется с помощью насоса, отличного от скважинного насоса.

26. Способ нагнетания текучей среды из устья скважины, который включает:

40 (а) формирование центрального узла скважины, содержащего: насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины, опорную конструкцию для поддержания указанного насосного устройства, сборочный бак, который расположен под указанной опорной конструкцией и который имеет впускной проход, соединенный с указанным насосным устройством, и выпускной проход, а указанный центральный узел также содержит насос сборочного бака, и

(б) соединение указанного центрального узла скважины с устьем скважины в указанной скважине.

45 27. Способ нагнетания текучей среды из скважины с использованием единого источника энергии, согласно которому:

(а) формируют центральный узел скважины, который содержит: насосное устройство для нагнетания текучей среды из скважины, опорную конструкцию для поддержания

указанного насосного устройства, сборочный бак, который расположен под указанной опорной конструкцией и который имеет впускной проход, соединенный с указанным насосным устройством, и выпускной проход, а указанный центральный узел также содержит насос сборочного бака и источник энергии, выполненный с возможностью обеспечения работы как насосного устройства, так и насоса сборочного бака; и

(b) прикрепляют указанный центральный узел скважины к земле.

28. Устройство для подъема насосного устройства, включающее:

(a) насосное устройство для извлечения текучей среды из скважины;

(b) опорную конструкцию для подъема насосного устройства, которая имеет нижнюю полость, расположенную под указанной конструкцией, и

(c) насос сборочного бака для подачи текучей среды из выпускного прохода к трубопроводу.

29. Устройство для подъема насосного устройства с единым источником энергии, которое включает:

(a) насосное устройство для извлечения текучей среды из скважины;

(b) опорную конструкцию для подъема насосного устройства, имеющую нижнюю полость, расположенную под опорной конструкцией, и

(c) сборочный бак, который расположен в указанной нижней полости и который имеет впускной проход для приема текучей среды от насосного устройства и выпускной проход,

(d) насос сборочного бака для подачи текучей среды из выпускного прохода к трубопроводу, и

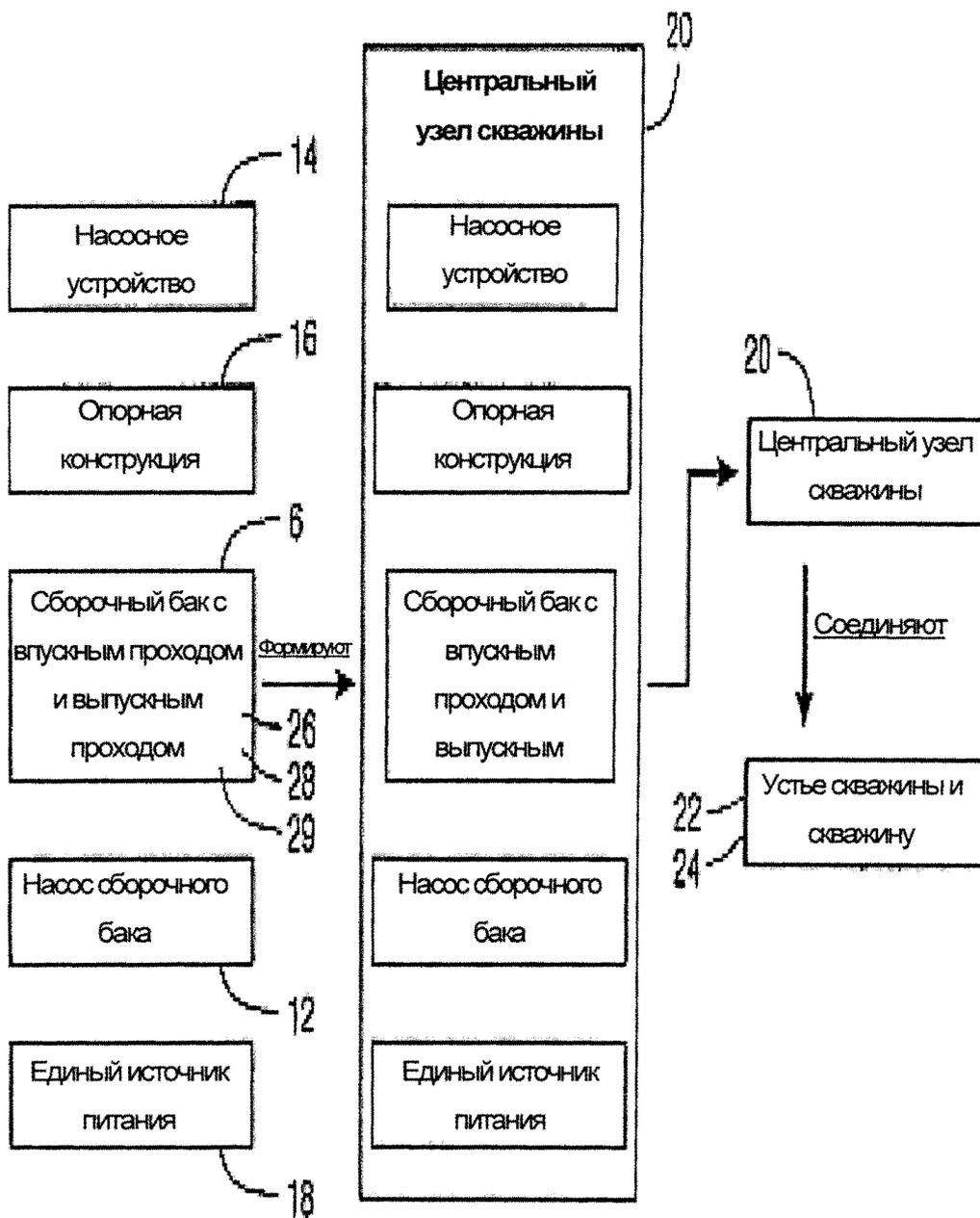
(e) источник энергии, функционально соединенный со скважинным насосом и насосом сборочного бака для приведения в действие как скважинного насоса, так и насоса сборочного бака.

30

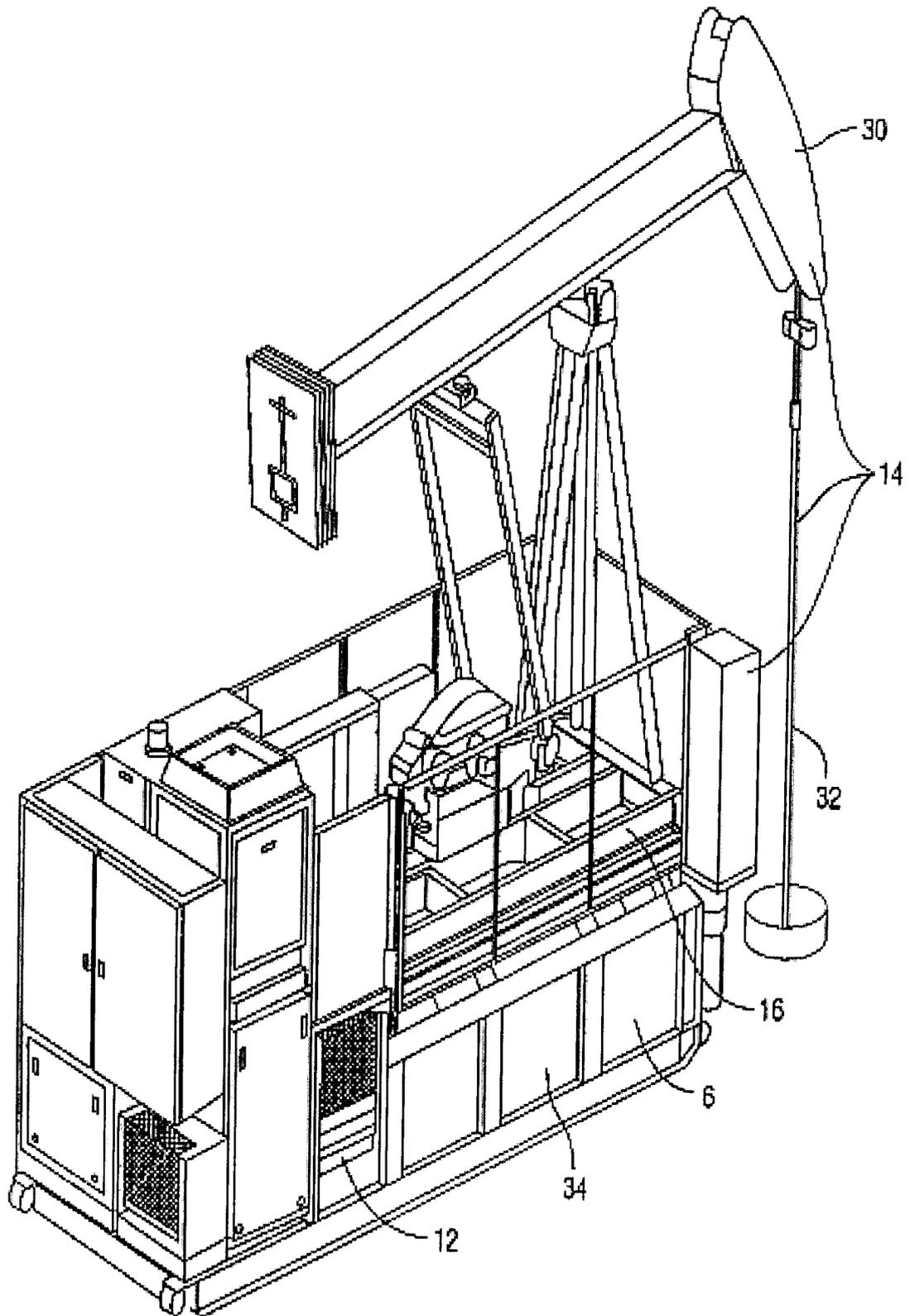
35

40

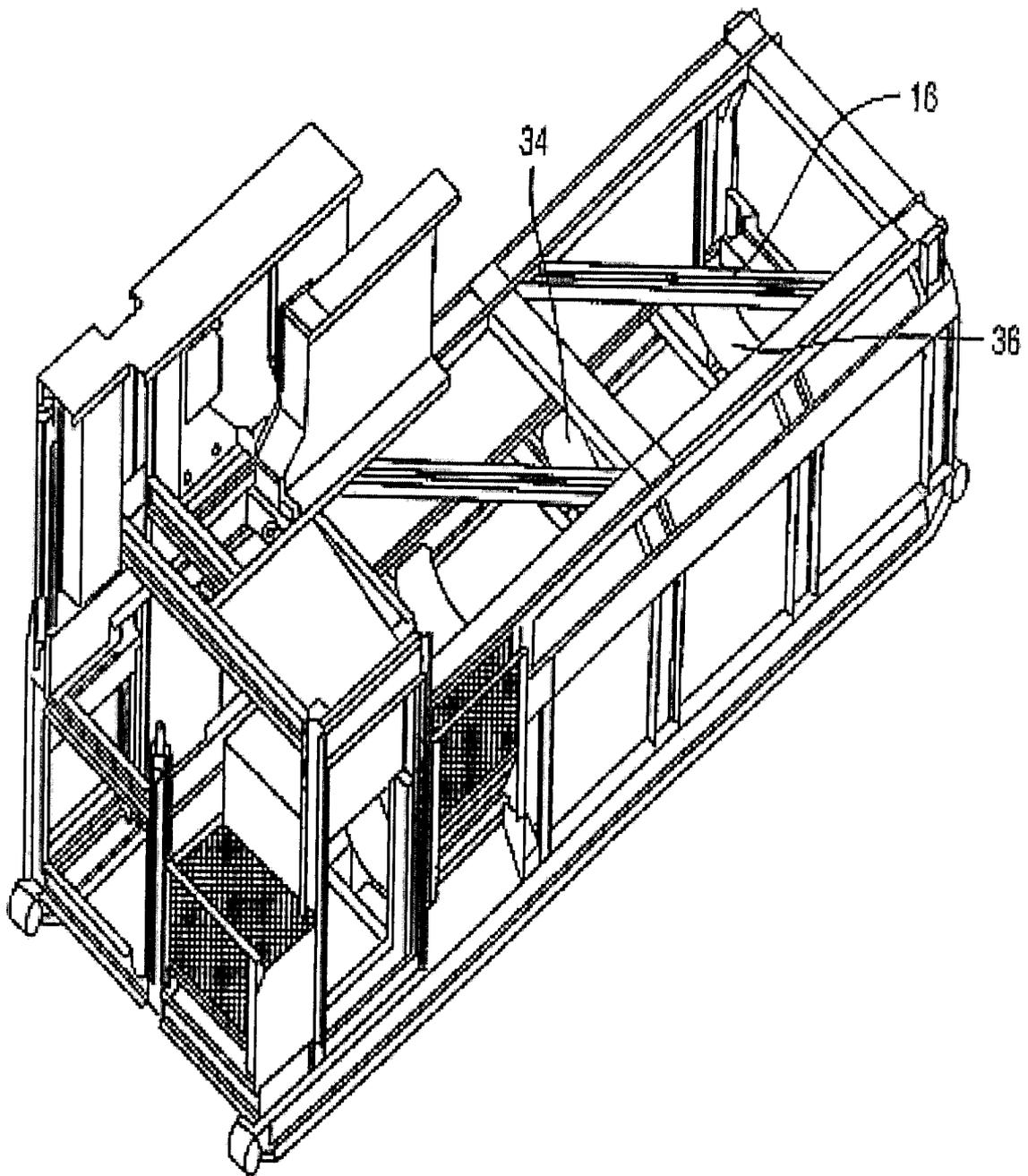
45



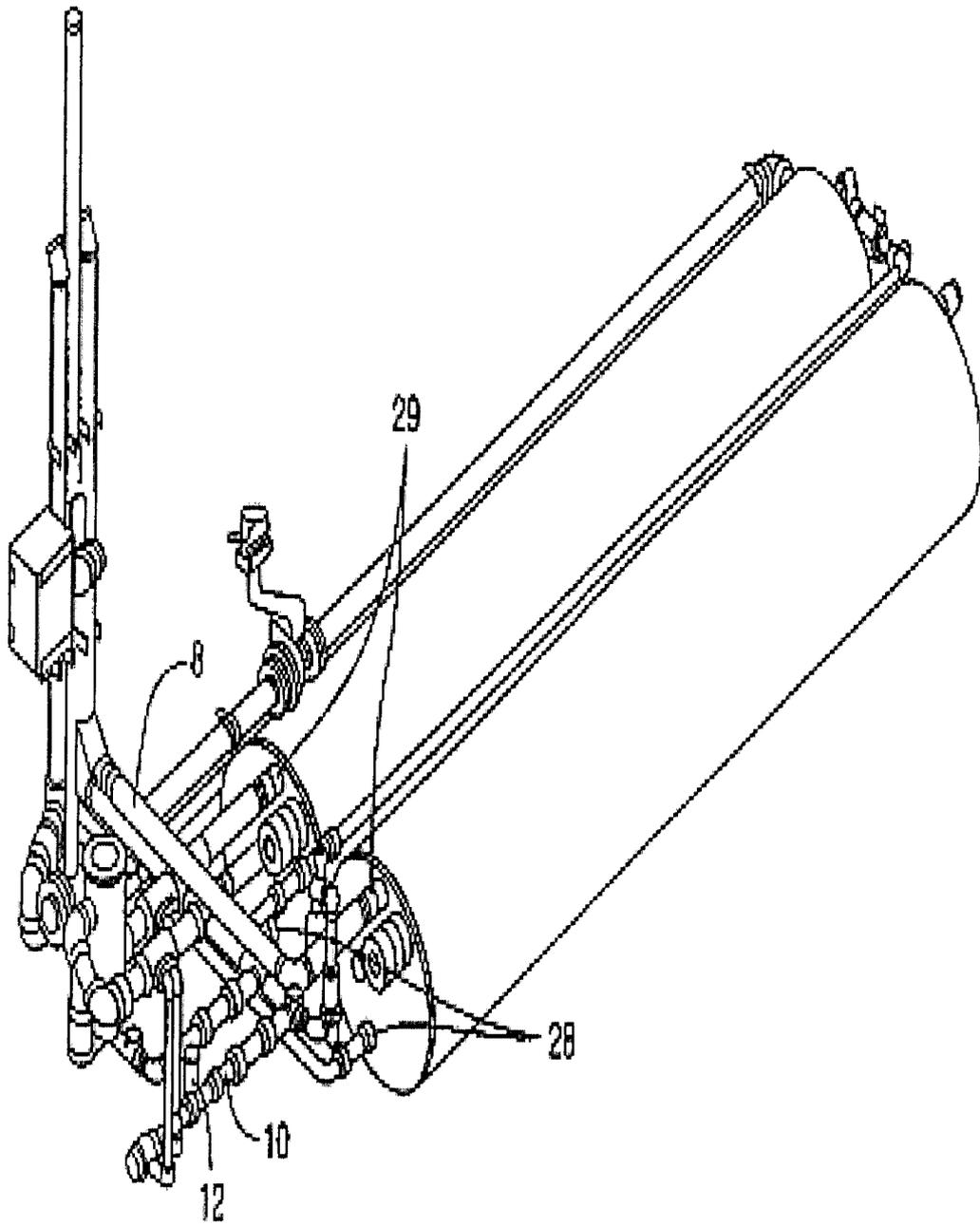
ФИГ. 2



ФИГ. 3



ФИГ. 4



ФИГ. 5

