

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **015724**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2011.10.31

(51) Int. Cl. *E21B 43/10* (2006.01)

(21) Номер заявки
201000845

(22) Дата подачи заявки
2008.11.20

(54) **СПОСОБ РАДИАЛЬНОГО РАСШИРЕНИЯ ТРУБЧАТОГО ЭЛЕМЕНТА**

(31) **07121302.9**

(56) WO-A-2005024178

(32) **2007.11.22**

US-A-4501337

(33) **EP**

US-A-4602974

(43) **2010.10.29**

(86) **PCT/EP2008/065903**

(87) **WO 2009/065890 2009.05.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ
МААТСХАППИЙ Б.В. (NL)**

(72) Изобретатель:
Криселс Петрус Корнелис (NL)

(74) Представитель:
Фелицына С.Б. (RU)

(57) Описан способ радиального расширения трубчатого элемента, проходящего внутрь ствола скважины, образованной в толще пород. Способ включает изгибание стенки трубчатого элемента радиально наружу и в обратном осевом направлении так, чтобы образовался расширенный трубчатый участок, проходящий вокруг остальной трубчатой части трубчатого элемента, при этом указанный изгиб осуществляют в зоне изгиба трубчатого элемента. Зону изгиба перемещают в осевом направлении относительно остальной части трубчатого элемента с увеличением длины расширенного трубчатого участка. Между расширенной трубчатой частью и остальной трубчатой частью образуется кольцевой зазор. Кроме того, способ включает в себя размещение в кольцевом зазоре уплотнительного элемента с образованием верхнего и нижнего участков кольцевого зазора, при этом указанные верхний и нижний участки уплотняют относительно друг друга с помощью указанного уплотнительного элемента.

B1

015724

**015724
B1**

Настоящее изобретение относится к способу радиального расширения трубчатого элемента, размещенного в стволе скважины.

Технология радиального расширения трубчатых элементов, размещаемых в стволах скважин, находит все большее применение в промышленности, относящейся к добыче нефти и газа из подземных пластов месторождений. Стволы скважин обычно оборудуют одной или большим количеством обсадных труб или хвостовиков для обеспечения стабильности стенки ствола скважины и/или для обеспечения зональной изоляции между различными слоями пласта. Термины "обсадная труба" и "хвостовик" относятся к трубчатым элементам, предназначенным для поддержания и стабилизации стенки ствола скважины, при этом обычно понимают, что обсадная труба проходит от поверхности земли в ствол скважины, а хвостовик - от места, находящегося в скважине, дальше в скважину. Однако в настоящем контексте указанные термины "обсадная труба" и "хвостовик" используются взаимозаменяемым образом и без отмеченного подразумеваемого различия.

В известной конструкции скважины некоторое количество обсадных труб устанавливают с интервалами на различной глубине и с образованием конструкции, в которой трубы вставлены одна в другую, при этом каждую последующую обсадную трубу опускают с прохождением через предшествующую обсадную трубу, и поэтому она имеет диаметр меньший, чем диаметр предшествующей обсадной трубы. В результате поперечное сечение ствола скважины, располагаемое для добычи нефти и газа, с глубиной уменьшается. Для устранения этого недостатка общепринятой практикой становится радиальное расширение одного или большего количества трубчатых элементов на желательной глубине внутри ствола скважины, например, для образования расширенной обсадной трубы, расширенного хвостовика или облицовки, находящейся в контакте с уже имеющейся обсадной трубой или хвостовиком. Кроме того, было предложено расширять по радиусу каждую последующую обсадную трубу, по существу, до такого же диаметра, что и диаметр предшествующей обсадной трубы, для образования скважины, диаметр которой не уменьшается. В результате располагаемый диаметр ствола скважины остается, по существу, постоянным вдоль (некоторой части) её глубины в отличие от известных конструкций, в которых одна труба вставлена внутрь другой.

В патентном документе EP 1438483 B1 описан способ радиального расширения трубчатого элемента в стволе скважины, в соответствии с которым трубчатый элемент, находящийся в нерасширенном состоянии, первоначально в процессе бурения нового участка скважины прикреплен к бурильной колонне. После этого указанный трубчатый элемент подвергают радиальному расширению и освобождают от связи с бурильной колонной.

Для расширения такого скважинного трубчатого элемента обычно используют конический расширитель, наибольший внешний диаметр которого, по существу, равен требуемому диаметру трубчатого элемента после расширения. Расширитель прокачивают, проталкивают или продавливают через трубчатый элемент. Использование такого способа может привести к возникновению больших усилий трения между расширителем и внутренней поверхностью трубчатого элемента, которые необходимо преодолеть. Кроме того, существует опасность того, что расширитель застрянет внутри трубчатого элемента.

В патентном документе EP 0044706 A2 описан способ радиального расширения гибкой трубы из тканого материала или переплетенной ткани путем её выворачивания в стволе скважины с отделением закачиваемого в скважину бурового раствора (промывочной жидкости) от суспензии с выбуренной породой, протекающей к поверхности.

Хотя в некоторых случаях применения известные методы расширения могут демонстрировать обнадеживающие результаты, существует необходимость в усовершенствованном способе радиального расширения трубчатого элемента в стволе скважины.

В соответствии с настоящим изобретением предложен способ радиального расширения трубчатого элемента, проходящего через ствол скважины, образованной в толще пород, включающий

изгиб стенки трубчатого элемента радиально наружу и в обратном осевом направлении с образованием расширенного трубчатого участка, расположенного вокруг остальной трубчатой части трубчатого элемента, при этом указанный изгиб осуществляют в зоне изгиба трубчатого элемента;

увеличение длины расширенного трубчатого участка посредством перемещения зоны изгиба в осевом направлении относительно остальной части трубчатого элемента с образованием между участком расширенного трубчатого элемента и остальной трубчатой частью кольцевого зазора и

размещение в кольцевом зазоре уплотнительного элемента с образованием верхнего и нижнего участков кольцевого зазора, отделенных друг от друга с помощью указанного уплотнительного элемента.

Таким образом, указанный трубчатый элемент в процессе изгиба внутри скважины фактически выворачивают. Зона изгиба для соответствующего уровня определяет место, в котором осуществляется процесс изгиба. Посредством перемещения зоны изгиба в осевом направлении вдоль трубчатого элемента достигается возможность постепенного расширения трубчатого элемента при отсутствии необходимости в использовании известного расширителя, который прокачивают, проталкивают или продавливают через трубчатый элемент.

Кроме того, в том случае, если стенка трубчатого элемента в зоне изгиба становится поврежденной,

упомянутый уплотнительный элемент предотвращает нежелательное вытекание текучей среды из верхней части кольцевого зазора или нежелательный приток флюида из ствола скважины в верхнюю часть кольцевого зазора.

Уплотнительный элемент соответствующим образом снабжают поддерживающим элементом, служащим для поддержания уплотнительного элемента в кольцевом зазоре, при этом, например, поддерживающий элемент удерживается в зоне изгиба трубчатого элемента.

Предпочтительно, чтобы уплотнительный элемент поддерживался на предварительно выбранном расстоянии выше зоны изгиба трубчатого элемента с помощью поддерживающего элемента. Например, поддерживающий элемент может удерживаться с места, находящегося на поверхности. В качестве альтернативы поддерживающий элемент включает средства прижима, предназначенные для поддержания уплотнительного элемента по меньшей мере в одной из двух частей, а именно в остальной трубчатой части или в расширенной трубчатой части. В другом воплощении уплотнительный элемент неподвижно присоединен к одной из двух частей, а именно к остальной трубчатой части или к расширенной трубчатой части, при этом уплотнительный элемент приводится в рабочее положение за счет разности давления, действующей на уплотнительный элемент.

Предпочтительно, чтобы стенка трубчатого элемента была выполнена из материала, который в зоне изгиба пластически деформируется, с тем, чтобы в результате указанной пластической деформации расширенная трубчатая часть сохраняла расширенную форму. Таким образом, благодаря пластической деформации, т.е. остаточной деформации стенки, расширенная трубчатая часть остается в таком расширенном состоянии. Следовательно, для поддержания расширенного состояния отсутствует необходимость во внешнем усилии или давлении. Если, например, расширенная трубчатая часть в результате указанного изгиба стенки была расширена вплотную к стенке ствола скважины, то отсутствует необходимость во внешнем радиальном усилии или внешнем давлении, которое было бы приложено к расширенной трубчатой части с тем, чтобы удерживать её в контакте со стенкой ствола скважины. Предпочтительно стенка трубчатого элемента изготовлена из металла, например из стали или какого-либо другого пластичного металла, способного к пластической деформации при выворачивании трубчатого элемента. При этом расширенная трубчатая часть имеет сопротивление смятию, соответствующее, например, давлению порядка 100-150 бар.

Предпочтительно зону изгиба вынуждают перемещаться в осевом направлении относительно остальной трубчатой части за счет перемещения остальной трубчатой части в осевом направлении относительно расширенной трубчатой части. Например, расширенную трубчатую часть удерживают неподвижно, в то время как остальную трубчатую часть перемещают в осевом направлении через расширенную трубчатую часть, что приводит к указанному загибанию стенки.

Для того чтобы вызвать указанное перемещение остальной трубчатой части, предпочтительно воздействовать на остальную трубчатую часть посредством осевого усилия сжатия, приводящего к указанному перемещению. Предпочтительно осевое усилие сжатия, по меньшей мере, частично создается действием веса остальной трубчатой части. При необходимости вес может быть дополнен действием внешнего направленного вниз усилия, приложенного к остальной трубчатой части для указанного перемещения. При увеличении длины и, следовательно, веса остальной трубчатой части к остальной трубчатой части может быть необходимо приложение действующей вверх силы для того, чтобы предотвратить неконтролируемое загибание или смятие трубчатого элемента в зоне изгиба.

Если зона изгиба находится на нижнем конце трубчатого элемента, и тем самым остальная трубчатая часть, находящаяся на нижнем конце трубчатого элемента, укорочена в осевом направлении вследствие указанного перемещения зоны изгиба, предпочтительно, чтобы остальная трубчатая часть была продолжена на верхнем конце в осевом направлении в соответствии с указанным осевым укорачиванием на нижнем конце. Таким образом, за счет удлинения остальной трубчатой части для компенсации её укорачивания на нижнем конце процесс выворачивания стенки может быть продолжен до достижения желательной длины расширенной части трубчатого элемента. Остальная трубчатая часть может быть продолжена на её верхнем конце, например, посредством присоединения к верхнему концу каким-либо подходящим образом трубчатой части, например посредством сварки. В качестве альтернативы остальная трубчатая часть может быть обеспечена в виде наматываемой на барабан гибкой трубы, которую разматывают с барабана и последовательно вводят внутрь ствола скважины.

Выгодно, чтобы бурение ствола скважины осуществлялось с помощью бурильной колонны через нерасширенную трубчатую часть. При таком применении нерасширенную трубчатую часть и бурильную колонну предпочтительно опускают одновременно через скважину в процессе бурения скважины, производимого с помощью бурильной колонны.

По усмотрению зона изгиба может быть нагрета, что способствует загибанию стенки трубчатого элемента.

Изобретение далее описано более подробно на примере и со ссылками на сопровождающие чертежи.

Фиг. 1 - схематическое изображение первого воплощения скважинной системы в процессе выворачивания хвостовика ствола скважины;

фиг. 2 - схематическое изображение второго воплощения скважинной системы в процессе выворачивания хвостовика ствола скважины;

фиг. 3 - схематическое изображение третьего воплощения скважинной системы в процессе выворачивания хвостовика ствола скважины;

фиг. 4 - схематическое более детальное изображение уплотнительного элемента, используемого в третьем воплощении;

фиг. 5 - схематическое более детальное изображение модифицированного уплотнительного элемента, используемого в третьем воплощении;

фиг. 6 - схематическое изображение четвертого воплощения скважинной системы в процессе выворачивания хвостовика ствола скважины;

фиг. 7 - схематическое изображение четвертого воплощения для случая, в котором уплотнительный элемент функционирует в первом рабочем положении;

фиг. 8 - схематическое изображение четвертого воплощения для случая, в котором уплотнительный элемент функционирует во втором рабочем положении;

фиг. 9 - схематическое изображение первого воплощения, модифицированного таким образом, что буровая колонна проходит через скважинный хвостовик.

На указанных чертежах характерные особенности показаны в продольном разрезе. Кроме того, на чертежах одинаковые элементы обозначены одинаковыми номерами позиций.

На фиг. 1 показано первое воплощение, включающее ствол 1 скважины, проходящий в толщу пород 2, и трубчатый элемент в виде хвостовика 4, проходящего от поверхности 6 вниз в ствол 1 скважины. Хвостовик 4 частично расширен по радиусу посредством выворачивания стенки хвостовика, в результате чего образована радиально расширенная трубчатая часть 10 хвостовика 4, которая имеет внешний диаметр, по существу, равный диаметру ствола скважины. Остальная трубчатая часть 8 хвостовика 4 проходит концентрично внутри расширенной трубчатой части 10.

Стенка хвостовика 4, благодаря его выворачиванию на нижнем конце, вывернута радиально наружу и обратно в осевом направлении (т.е. вверх) с образованием U-образного нижнего участка 11, соединяющего расширенную часть 10 хвостовика и остальную часть 8 хвостовика. U-образный нижний участок 11 хвостовика образует зону 12 изгиба хвостовика.

Расширенная часть 10 хвостовика соединена неподвижно в осевом направлении со стенкой 14 ствола скважины за счет сил трения, действующих между расширенной частью 10 хвостовика и стенкой 14 ствола скважины в результате процесса расширения. В качестве альтернативы или дополнительно расширенная часть 10 хвостовика может быть закреплена к стенке скважины с помощью подходящих средств крепления (не показано).

Между расширенной частью 10 хвостовика и остальной трубчатой частью 8 образуется кольцевой зазор 16, в котором размещен кольцевой уплотнительный элемент 18 так, что образуется верхний участок 20 и нижний участок 22 кольцевого зазора 16, при этом уплотнительный элемент 18 уплотняет верхнюю и нижнюю части 20, 22 относительно друг друга. Уплотнительный элемент 18 поддерживается с помощью протяженного поддерживающего элемента, выполненного в виде разделительного опорного элемента 24, который, в свою очередь, поддерживается посредством U-образного нижнего участка 11. Опорный разделительный элемент 24 может быть выполнен, например, в виде гильзы или в виде ряда стержней, размещенных по периметру окружности кольцевого зазора 16.

Второе воплощение, иллюстрируемое на фиг. 2, отличается от первого воплощения тем, что уплотнительный элемент 18 удерживается с помощью поддерживающего элемента, выполненного в виде одного или более тросов 26, проходящих от поверхности, а не с помощью указанных разделительных опорных элементов, используемых в первом воплощении.

На фиг. 3 и 4 представлено третье воплощение, которое отличается от первого воплощения тем, что уплотнительный элемент 18 удерживается с помощью поддерживающего элемента, выполненного в виде прижимного элемента 28, присоединенного к уплотнительному элементу 18 или выполненного за одно целое с ним, а не с помощью разделительного опорного элемента, используемого в первом воплощении. Прижимное устройство 28 расположено несимметрично, в контакте с остальной частью 8 хвостовика и предотвращает перемещение вниз уплотнительного элемента 18 относительно остальной части 8 хвостовика. Уплотнительный элемент 18 снабжен также внутренними уплотнениями 19a из эластомера для уплотнения в контакте с остальной частью 8 хвостовика и внешними уплотнениями 19b для уплотнения в контакте с расширенной трубчатой частью 10.

На фиг. 5 показан модифицированный уплотнительный элемент 18' для использования в третьем воплощении. Указанный модифицированный уплотнительный элемент 18', по существу, выполнен подобным рассмотренному выше уплотнительному элементу 18 за исключением того, что модифицированный уплотнительный элемент 18' дополнительно снабжен прижимным устройством 29, прикрепленным к уплотнительному элементу 18 или выполненным заодно с ним. Прижимное устройство 29 расположено несимметрично, в контакте с расширенной трубчатой частью 10 и предотвращает перемещение уплотнительного элемента 18' вверх относительно расширенной трубчатой части 10.

Фиг. 6-8 иллюстрируют четвертое воплощение, в котором ряд кольцевых гибких уплотнений 30, 31,

32, 33, 34 присоединены радиально к внешней поверхности остальной части 8 хвостовика или радиально к внутренней поверхности расширенной части 10 хвостовика. Следует понимать, что одна кромка 40 каждого гибкого уплотнения 30, 31, 32, 33, 34 присоединена или к остальной части 8 хвостовика, или к расширенной части 10 хвостовика, в то время как другая кромка 42 гибкого уплотнения является свободной относительно другой части 8, 10 хвостовика. Свободная кромка 42 каждого гибкого уплотнения 30, 32, 34, присоединенного к остальной части 8 хвостовика, предназначена для перемещения вплотную к расширенной части 10 хвостовика и тем самым уплотнения при контакте с расширенной частью 10 хвостовика в том случае, когда давление текучей среды в кольцевом зазоре 16 над гибким уплотнением 30, 32, 34 превышает давление текучей среды в кольцевом зазоре 16 ниже гибкого уплотнения 30, 32, 34. Кроме того, свободная кромка 42 каждого гибкого уплотнения 31, 33, присоединенного к расширенной части 10 хвостовика, предназначена для перемещения напротив остальной части 8 хвостовика и тем самым уплотнения при контакте с остальной частью 8 хвостовика, если давление текучей среды в кольцевом зазоре 16 под гибким уплотнением 31, 33 превышает давление текучей среды в кольцевом зазоре 16 над гибким уплотнением 30, 32, 34.

На фиг. 9 представлено первое воплощение, модифицированное таким образом, что бурильная колонна 50 проходит от поверхности через нерасширенную часть 8 хвостовика к забое скважины 1. Бурильная колонна 50 на её нижнем конце снабжена бурильной головкой 52. Бурильная головка 52 включает пилот-долото 54, имеющее диаметр калибрующего режущего элемента немного меньший, чем внутренний диаметр остальной части 8 хвостовика, расширитель 56 с диаметром калибрующего режущего элемента, подходящий для бурения ствола 1 скважины до её номинального диаметра. Указанный расширитель 56 выполнен радиально убираемым до величины внешнего диаметра, позволяющей ему проходить через нерасширенную часть 8 хвостовика так, что бурильная колонна может быть извлечена через нерасширенную часть 8 хвостовика к поверхности.

При функционировании первого воплощения (фиг. 1) участок нижнего конца хвостовика 4 первоначально выворачивают наружу, т.е. нижнюю часть изгибают радиально наружу и в обратном осевом направлении. В результате образуются U-образный нижний участок 11 и расширенная часть 10 хвостовика. После этого короткий образовавшийся участок расширенной части 10 хвостовика присоединяют к стенке ствола скважины с помощью соответствующих средств. В зависимости от геометрии и/или свойств материала хвостовика 4 расширенная часть 10 хвостовика в качестве альтернативы может быть присоединена к стенке ствола скважины автоматически за счет трения между расширенной частью 10 хвостовика и стенкой 14 ствола скважины.

Затем к нерасширенной части 8 хвостовика прикладывают направленное вниз усилие так, чтобы нерасширенная часть 8 хвостовика постепенно перемещалась вниз. В результате нерасширенная часть 8 хвостовика все больше и больше заворачивается, и тем самым происходит постепенный переход расширенной части 8 хвостовика в расширенную часть 10 хвостовика. При этом в процессе выворачивания стенки зона 12 изгиба перемещается вниз со скоростью, приблизительно равной половине скорости перемещения нерасширенной части 8 хвостовика.

До или во время осуществления процесса выворачивания верхняя часть 20 кольцевого зазора 16 заполняется массой текучей среды, имеющей относительно высокую плотность. То есть текучая среда имеет плотность, значительно превышающую плотность типичной скважинной текучей среды, например промысловой буровой жидкости или соляного раствора из скважины.

Масса текучей среды создает гидростатическое давление, приложенное к внутренней поверхности расширенной части 10 хвостовика, что препятствует смятию расширенной части 10 хвостовика. Кольцевой уплотнительный элемент 18 предотвращает утечку текучей среды в нижний участок 24 кольцевого зазора 16. Поэтому, если стенка хвостовика 4 на U-образном нижнем участке 11 случайно оказывается поврежденной при проведении процесса выворачивания стенки, уплотнительный элемент 18 предотвращает утечку текучей среды через поврежденный участок стенки. Следует понимать, что уплотнительный элемент 18 может быть размещен довольно близко к U-образной зоне 12 изгиба, поскольку опасность повреждения стенки хвостовика 4, только что прошедшей зону 12 изгиба, практически не существует. Опорный разделительный элемент 24 удерживает уплотнительный элемент 18, по существу, на постоянном расстоянии от зоны 12 изгиба.

При желании диаметр и/или толщина стенки хвостовика 4 могут быть выбраны такими, что в результате процесса расширения расширенная часть 10 хвостовика оказывает давление на стенку 14 ствола скважины, позволяющее уплотнить стенку 14 ствола скважины и/или стабилизировать её.

Поскольку длина и, следовательно, вес нерасширенной части 8 постепенно увеличиваются, величина направленной вниз силы может быть постепенно уменьшена в соответствии с увеличением веса части 8. Так как вес увеличивается, то на определенном этапе может оказаться необходимым заменить силу, направленную вниз, на силу, направленную вверх, с тем, чтобы предотвратить смятие остальной части 8 хвостовика при изгибе.

Функционирование второго воплощения (фиг. 2) является в основном подобным функционированию первого воплощения, однако, оно отличается тем, что уплотнительный элемент 18 поддерживается с поверхности с помощью тросов 26. Для поддержания уплотнительного элемента 18 на фиксированном

расстоянии над зоной 12 изгиба тросы постепенно опускают с поверхности в соответствии со снижением местоположения зоны 12 изгиба.

Функционирование третьего воплощения (фиг. 3, 4) в основном подобно функционированию для первого воплощения, однако оно отличается тем, что прижимное устройство 28 удерживает уплотнительный элемент 18, по существу, на постоянном расстоянии выше зоны 12 изгиба. Прижимное устройство 28 предотвращает перемещение вниз уплотнительного элемента 18 относительно остальной части 8 хвостовика, но позволяет остальной части 8 хвостовика скользить вниз относительно прижимного устройства 28. Если в стенке U-образной нижней части 11 хвостовика 4 имеют место утечки, процесс выворачивания временно приостанавливают, а прижимное устройство 28 предотвращает какое-либо движение вниз уплотнительного элемента 18 за счет действующего на него давления массы текучей среды.

Функционирование третьего воплощения с модифицированным уплотнительным элементом 18' в основном подобно использованию третьего воплощения с уплотнительным элементом 18. Однако выполнение указанного модифицированного уплотнительного элемента 18', кроме того, предотвращает его перемещение вверх относительно расширенной части 10 хвостовика. Некоторая тенденция к такому перемещению может иметь место, например, в случае повреждения стенки U-образного нижнего участка 12 во время осуществления процесса выворачивания, и ствол скважины содержит текучую среду под высоким давлением, которая протекает в нижний участок 22 кольцевого зазора 16 при наличии такого поврежденного участка стенки.

Функционирование четвертого воплощения (фиг. 6-8) является в основном подобным функционированию первого воплощения, однако с отмеченным ниже различием. В первом рабочем положении (фиг. 7) давление текучей среды в кольцевом зазоре 16 на уровне расположения U-образного нижнего участка 11 превышает давление в скважине на уровне расположения U-образного нижнего участка 11. Следовательно, при наличии утечек 60 в стенке U-образного нижнего участка 11 текучая среда вытекает из кольцевого зазора 16 в ствол 1 скважины. Протекающая жидкость перемещает свободную кромку 42 гибкого уплотнения 34 вплотную к расширенной части 10 хвостовика, и, как результат, гибкое уплотнение 34 осуществляет уплотнение путем контакта с расширенной частью 10 хвостовика. Кроме того, в результате предотвращается вытекание текучей среды из кольцевого зазора 16.

Во втором рабочем положении (фиг. 8) давление текучей среды в кольцевом зазоре 16 на уровне расположения U-образного нижнего участка 11 ниже, чем давление в скважине на уровне расположения U-образного нижнего участка 11. Поэтому, если на стенке U-образного нижнего участка 11 имеет место утечка 60', текучая среда вытекает из ствола 1 скважины в кольцевой зазор 16. Протекающая текучая среда перемещает свободную кромку 42 гибкого уплотнения 33 вплотную к остальной части 8 хвостовика, и в результате гибкое уплотнение 33 осуществляет уплотнение в контакте с остальной частью 8 хвостовика. Кроме того, предотвращается приток текучей среды из ствола 1 скважины в кольцевой зазор 16.

Функционирование модифицированного первого воплощения (фиг. 9) в целом подобно нормальной работе первого воплощения в отношении выворачивания хвостовика 4 и уплотнения с помощью уплотнительного элемента. Помимо того, функционированию модифицированного первого воплощения присущи нижеследующие особенности. Бурильную колонну 50 приводят в действие вращением бурильной головки 52 и углубления тем самым ствола 1 скважины при бурении. Бурильная колонна 50 при этом постепенно перемещается вниз в ствол 1 скважины. Одновременно остальную часть 8 хвостовика регулируемым образом перемещают вниз и с такой же скоростью, что и бурильную колонну 50, так, что зона 12 изгиба остается на коротком расстоянии над бурильной головкой 52. Контролируемый спуск остальной части 8 хвостовика может быть достигнут, например, путем регулирования усилия, направленного вниз или направленного вверх, о чем шла речь выше. Предпочтительно остальную часть 8 хвостовика поддерживают посредством бурильной колонны 50, например, с помощью несущего приспособления (не показано), присоединенного к бурильной колонне, которое поддерживает U-образный нижний участок 11. В этом случае упомянутая выше направленная вверх сила может быть приложена к бурильной колонне 50 и передается остальной части 8 хвостовика через несущее приспособление. Кроме того, вес нерасширенной части 8 хвостовика может быть затем передан на бурильную колонну и использован для создания осевого усилия, приложенного к бурильной головке 52.

При бурении сверху нерасширенной части 8 хвостовика по мере её опускания в ствол скважины доставляют участки труб, что является обычной практикой установки обсадных труб или хвостовиков внутри стволов скважин.

Если бурильную колонну 50 необходимо извлечь на поверхность, например необходимости замены бурильной головки 52 или в случае завершения бурения скважины, расширитель 56 приводят в радиально убранное положение. После этого бурильную колонну 50 извлекают на поверхность через нерасширенную часть 8 хвостовика.

С помощью описанного выше способа скважина непосредственно выше бурильной головки во время бурения постепенно становится облицованной вывернутым хвостовиком. В результате в процессе бурения всегда существует лишь относительно короткий участок ствола скважины без обсадных труб. Преимущества наличия такого короткого участка ствола скважины без обсадных труб будут наиболее явно проявляться в процессе бурения слоя пласта месторождения, включающего углеводородную теку-

чую среду. По этой причине для многих случаев применения будет достаточно, если процесс выворачивания хвостовика осуществляют только во время бурения пласта месторождения, содержащего углеводородную текучую среду, в то время как другие участки скважины облицовывают или обсаживают обсадными трубами известным образом. В качестве альтернативы процесс выворачивания хвостовика во время бурения может быть начат у поверхности или в выбранном месте в скважине в зависимости от внешних условий.

Благодаря наличию в процессе бурения короткого участка без обсадных труб существует значительно меньшая опасность того, что градиент давления текучей среды в скважине превышает величину градиента давления гидроразрыва пласта или величина градиента давления скважинной жидкости падает ниже градиента порового давления в формации. Поэтому значительно более длинные интервалы ствола скважины могут быть пробурены с единственным номинальным диаметром в отличие от общепринятой практики бурения скважин, при этом обсадные трубы со ступенчатым уменьшением диаметра должны быть установлены с предварительно заданными интервалами.

Кроме того, если ствол скважины пробуривают через слой глинистого сланца, такие короткие участки без обсадных труб исключают возможные проблемы, связанные с присутствием глинистых сланцев.

После пробуривания ствола 1 скважины на желательную глубину и извлечения бурильной колонны 50 из ствола 1 скважины участок нерасширенной части 8 хвостовика, который ещё находится в стволе 1 скважины, может быть оставлен в стволе скважины или он может быть отрезан от расширенной части 10 хвостовика и извлечен на поверхность.

В случае, если отрезок нерасширенной части хвостовика оставляют в стволе скважины, существуют различные варианты завершения скважины. Примеры этих вариантов изложены ниже.

А) В кольцевой зазор между нерасширенной и расширенной частями хвостовика нагнетают текучую среду, например соляной раствор, с тем, чтобы создать в кольцевом зазоре давление и увеличить сопротивление смятию расширенной части хвостовика. В качестве варианта на U-образном нижнем участке создают одно или большее количество отверстий для обеспечения циркуляции нагнетаемой текучей среды.

В) В кольцевой зазор нагнетают тяжелую текучую среду для того, чтобы поддерживать расширенную часть хвостовика расширенной и увеличить её сопротивление смятию.

С) В кольцевой зазор нагнетают тампонажный раствор для создания, после застывания цемента, твердой фазы между нерасширенной и расширенной частями хвостовика, при этом цемент может при застывании расширяться.

Д) Нерасширенную часть хвостовика расширяют в радиальном направлении рядом с расширенной частью хвостовика, например, посредством нагнетания, продавливания или проталкивания расширителя через нерасширенную часть хвостовика.

В приведенных выше примерах расширение хвостовика начинают у поверхности или в скважине. В случае бурения скважин в море морскую платформу размещают, таким образом, на поверхности воды над скважиной, и может быть выгодным начинать процесс расширения на морской платформе. При проведении такого процесса зона изгиба перемещается от морской платформы к морскому дну и от него дальше в ствол скважины. Таким образом, полученный расширенный трубчатый элемент образует не только хвостовик в скважине, но также и вертикальную секцию трубопровода, проходящую от морской платформы к морскому дну. Тем самым устраняется необходимость в использовании отдельной вертикальной секции трубопровода.

Кроме того, в кольцевом зазоре между расширенной и нерасширенной трубчатыми частями могут быть протянуты кабелепроводы, такие как электрические провода или оптические волокна, предназначенные для связи с внутрискважинным оборудованием. Такие кабелепроводы могут быть прикреплены к внешней поверхности трубчатого элемента перед его расширением. Кроме того, расширенная и нерасширенная части хвостовика могут быть использованы в качестве электрических проводников для передачи управляющих данных и/или электрической энергии внутрь скважины.

Поскольку какой-либо участок нерасширенной части хвостовика, которая ещё находится в стволе скважины после завершения процесса выворачивания, будет подвержен менее напряженным условиям нагрузки, чем расширенная часть хвостовика, такой участок нерасширенной части хвостовика может иметь меньшую толщину стенки или может быть выполнен из стали более низкого качества или более низкой марки, чем расширенная часть хвостовика. Например, он может быть изготовлен из трубы, имеющей относительно низкий предел текучести или относительно низкий допустимый предел смятия.

Вместо того, чтобы после завершения процесса расширения оставить нерасширенную часть хвостовика в стволе скважины, весь хвостовик может быть расширен с использованием способа согласно изобретению, и, таким образом, в стволе скважины не остается никакой нерасширенной части хвостовика. В этом случае протяженный элемент, например, бурильная колонна может быть использована для создания необходимого направленного вниз усилия, приложенного к нерасширенной части хвостовика в процессе проведения последней фазы процесса расширения.

Для того чтобы уменьшить силы трения между нерасширенной и расширенной трубчатыми частями при проведении процесса расширения в каком-либо из вышеприведенных примеров, предпочтитель-

но между нерасширенной и расширенной трубчатými частями используют слой для снижения трения, например слой тефлона. Например, на внешнюю поверхность трубчатого элемента перед его расширением может быть нанесено снижающее трение покрытие. Такой слой материала, снижающего трение, кроме того, уменьшает кольцевой зазор между нерасширенной и расширенной частями и приводит тем самым к снижению деформирования нерасширенной части. Вместо или в дополнение к такому снижающему трению слою между нерасширенной и расширенной частями могут быть размещены центрирующие прокладки и/или ролики для снижения сил трения и кольцевого зазора между указанными частями.

Вместо расширения расширяемой части хвостовика вплотную к стенке скважины (как описано выше), расширяемая часть хвостовика может быть расширена вплотную к внутренней поверхности другого трубчатого элемента, уже находящегося в скважине.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ радиального расширения трубчатого элемента, проходящего внутрь ствола скважины, выполненной в толще породы, включающий в себя

изгиб стенки трубчатого элемента радиально наружу и в обратном осевом направлении с образованием расширенного трубчатого участка, расположенного вокруг остальной трубчатой части трубчатого элемента, при этом указанный изгиб осуществляют в зоне изгиба трубчатого элемента;

увеличение длины расширенного трубчатого участка посредством перемещения зоны изгиба в осевом направлении относительно остальной части трубчатого элемента с образованием между участком расширенного трубчатого элемента и остальной трубчатой частью кольцевого зазора и

размещение в кольцевом зазоре уплотнительного элемента с образованием верхнего и нижнего участков кольцевого зазора, отделенных друг от друга с помощью указанного уплотнительного элемента.

2. Способ по п.1, характеризующийся тем, что уплотнительный элемент снабжен поддерживающим элементом, предназначенным для поддержания указанного уплотнительного элемента в кольцевом зазоре.

3. Способ по п.2, характеризующийся тем, что поддерживающий элемент удерживается в зоне изгиба трубчатого элемента.

4. Способ по п.3, характеризующийся тем, что поддерживающий элемент поддерживает уплотнительный элемент на выбранном расстоянии выше зоны изгиба трубчатого элемента.

5. Способ по п.2, характеризующийся тем, что поддерживающий элемент удерживают с места, находящегося на поверхности.

6. Способ по п.2, характеризующийся тем, что поддерживающий элемент представляет собой прижимной элемент, предназначенный для поддержания уплотнительного элемента по меньшей мере в одной из частей трубчатого элемента, а именно в оставшейся трубчатой части или в расширенной трубчатой части.

7. Способ по п.1, характеризующийся тем, что уплотнительный элемент неподвижно присоединен к остальной трубчатой части или к расширенной трубчатой части, при этом уплотнительный элемент приводится в действие разностью давлений, действующих на уплотнительный элемент.

8. Способ по любому одному из пп.1-7, характеризующийся тем, что указанная верхняя часть кольцевого зазора содержит первую текучую среду, а скважина содержит вторую текучую среду, при этом первая текучая среда имеет более высокую плотность, чем вторая текучая среда.

9. Способ по любому одному из пп.1-8, характеризующийся тем, что стенка трубчатого элемента включает материал, допускающий пластическую деформацию в зоне изгиба во время процесса изгиба так, что расширенная трубчатая часть удерживает расширенную форму в результате указанной пластической деформации.

10. Способ по любому одному из пп.1-9, характеризующийся тем, что зону изгиба перемещают в осевом направлении относительно остальной трубчатой части за счет перемещения указанной остальной трубчатой части в осевом направлении относительно расширенной трубчатой части.

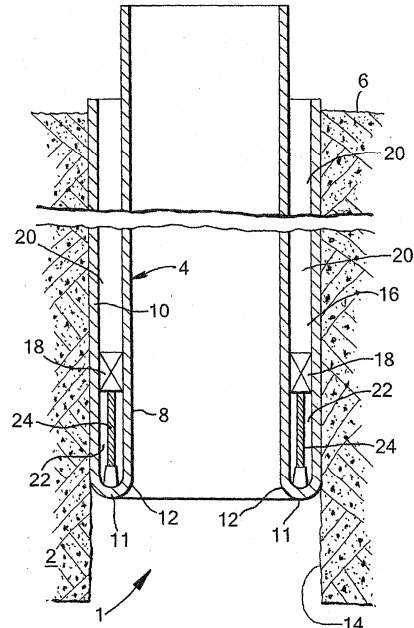
11. Способ по п.10, характеризующийся тем, что остальную трубчатую часть подвергают действию осевого сжимающего усилия для осуществления указанного перемещения остальной трубчатой части.

12. Способ по п.11, характеризующийся тем, что указанное осевое сжимающее усилие, по меньшей мере, частично зависит от веса остальной трубчатой части.

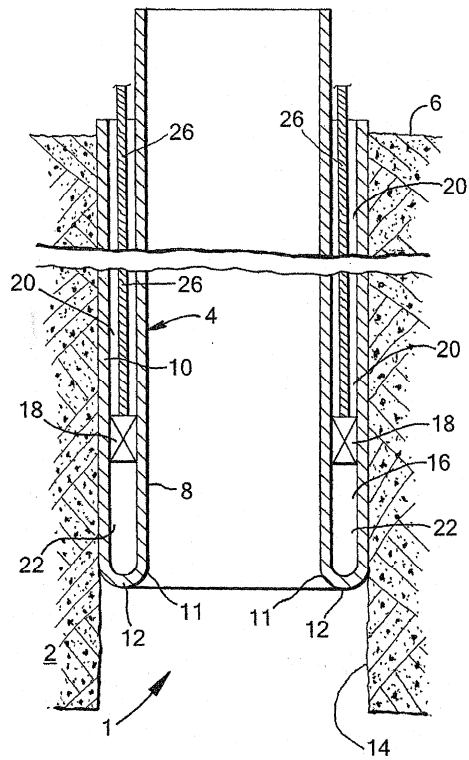
13. Способ по любому одному из пп.1-12, характеризующийся тем, что остальная трубчатая часть укорачивается в осевом направлении на нижнем конце благодаря перемещению зоны изгиба, а удлинение остальной трубчатой части в осевом направлении на верхнем её конце осуществляется в соответствии с указанным осевым укорачиванием её нижнего конца.

14. Способ по любому одному из пп.1-13, характеризующийся тем, что бурильная колонна проходит через остальную трубчатую часть, при этом бурильная колонна приводится в действие, обеспечивая бурение скважины.

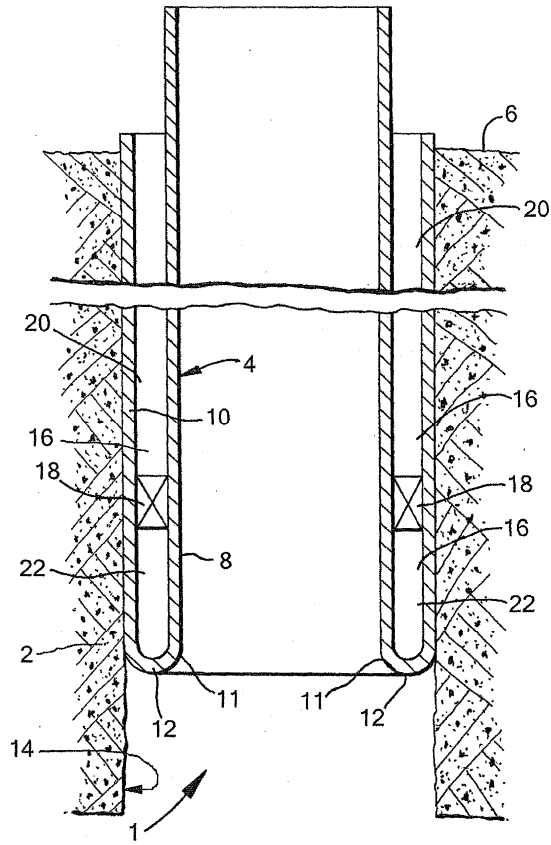
15. Способ по п.14, характеризующийся тем, что остальную трубчатую часть и бурильную колонну в процессе бурения опускают через ствол скважины одновременно с бурильной колонной.



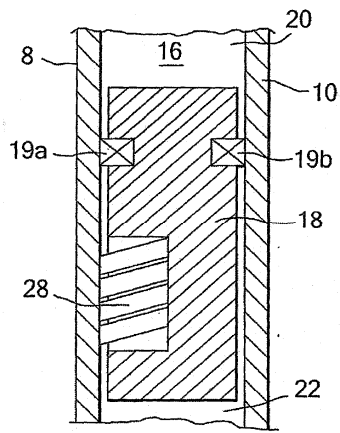
Фиг. 1



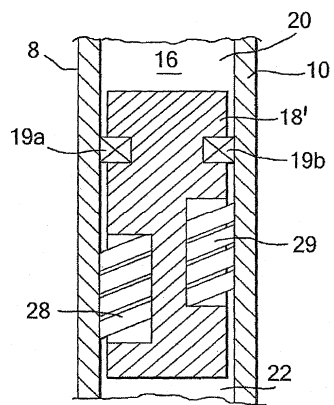
Фиг. 2



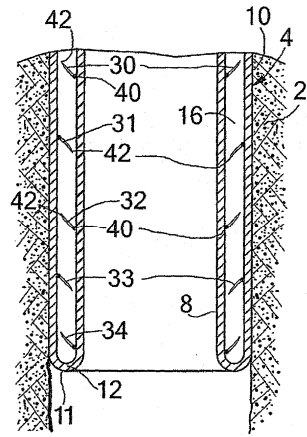
Фиг. 3



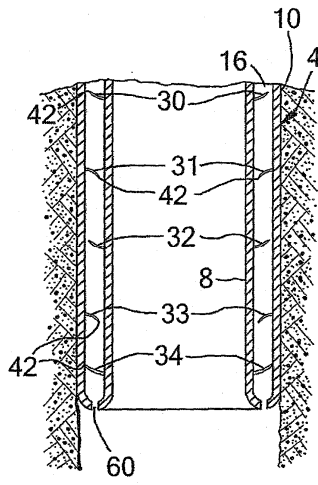
Фиг. 4



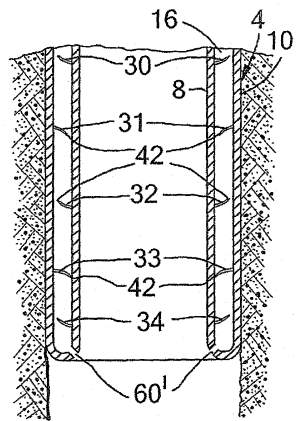
Фиг. 5



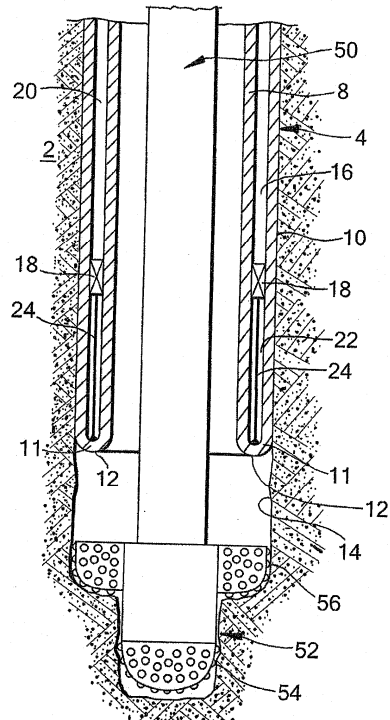
Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Фиг. 9