

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039107**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.12.06

(51) Int. Cl. *E21B 33/08* (2006.01)

(21) Номер заявки
201692194

(22) Дата подачи заявки
2015.04.30

(54) **СПОСОБ УСТАНОВКИ УПЛОТНИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА**

(31) **61/986,544**

(56) US-A-5178215
WO-A2-2013052830
US-A1-2005241833

(32) **2014.04.30**

(33) **US**

(43) **2017.03.31**

(86) **PCT/US2015/028586**

(87) **WO 2015/168445 2015.11.05**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ВЕЗЕРФОРД ТЕКНОЛОДЖИ
ХОЛДИНГЗ, ЛЛК (US)**

(72) Изобретатель:
**Чамберс Джеймс В., Уилсон Ричард Д.
(US)**

(74) Представитель:
Медведев В.Н. (RU)

(57) Узел уплотнения для уплотнения на элементе нефтепромыслового оборудования в стволе скважины. Узел уплотнения имеет несущий корпус, и несущий корпус образует стенку с внутренней поверхностью и окно, выполненное для сообщения текучей среды со стволом скважины. Указанная стенка образует на внутренней поверхности упорный уступ, и несущий корпус имеет ограничительную конструкцию вблизи одного или обоих концов. Уплотнительный элемент содержится в несущем корпусе. Кольцо соединено с уплотнительным элементом на одном или обоих концах. Каждое кольцо подобрано для скользящего перемещения вдоль внутренней поверхности стенки несущего корпуса и дополнительно выполнено с возможностью смещения между упорным уступом и ограничительной конструкцией.

B1

039107

**039107
B1**

Предпосылки изобретения

Область техники

Являющиеся примерами варианты осуществления, раскрытые в данном документе, относятся к способам уплотнения на скважинных инструментах в стволе скважины.

Для извлечения текучих сред из земли могут выполняться работы на нефтепромысле. Когда скважинная площадка завершена строительством, можно устанавливать оборудование для управления давлением вблизи поверхности земли, в том числе в подводной окружающей среде. Оборудование для управления давлением может управлять давлением в стволе скважины во время бурения, заканчивания и эксплуатации ствола скважины. Оборудование для управления давлением может включать в себя противовыбросовые превенторы (ВОР), вращающиеся противовыбросовые превенторы и т.п.

Вращающийся противовыбросовый превентор или RCD является устройством для ведения бурения сквозь вращающееся уплотнение, которое входит в контакт и уплотняется на бурильной колонне (бурильной трубе, обсадной колонне, утяжеленных бурильных трубах, и т.д.) для управления давлением или подачи текучей среды на поверхность. Вращающийся противовыбросовый превентор может иметь многочисленные узлы уплотнения и, как часть узла уплотнения, может иметь два или больше уплотнительных элементов в виде очищающих поднимаемые инструменты уплотнительных элементов, для взаимодействия с бурильной колонной и управления давлением выше и/или ниже по потоку от очищающих поднимаемые инструменты уплотнительных элементов. Для ссылки на существующие описания вращающихся противовыбросовых превенторов и/или для управления давлением см. патенты US №№ 5662181; 6138774; 6263982; 7159669 и 7926593, раскрытия которых здесь включены в виде ссылки.

В дополнение, уплотнительные элементы во вращающемся противовыбросовом превенторе или другом оборудовании для управления давлением имеют тенденцию быстро изнашиваться. Данные уплотнительные элементы испытывают как сжимающие нагрузки (такие как от скважинного давления), так и фрикционные нагрузки (например от трения, обусловленного взаимодействием между замковым соединением и уплотнительным элементом). Такая нагрузка (нагрузки), приложенные на нижнем или верхнем конце уплотнительного элемента, можно рассматривать, как торцевую нагрузку. В связи с указанным и в качестве примера замковые соединения, проходящие через уплотнительный элемент, могут обуславливать отказ в уплотнительном элементе от действия механических напряжений со временем, обуславливающих усталостные разрушения и/или отрыв части материала уплотнительного элемента. В работающих под высоким давлением и/или высокой температурой скважинах еще больше требуются выполненные более прочными и эффективными уплотнительный элемент и/или держатель уплотнения. Когда бурильная колонна спускается в скважину и/или поднимается из скважины через вращающийся противовыбросовый превентор, данное перемещение может иметь некоторые последствия, повышающие риск отказа, поскольку уплотнительный элемент испытывает увеличенные нагрузки. Боковые и аксиальные перемещения (вверх или вниз) должны обуславливать деформацию и износ на уплотнительных элементах, что дополнительно описано ниже. Для ссылки на существующие описания уплотнительных элементов и/или узлов уплотнения см. патенты US №№ 6910531 и 7926560, раскрытия которых здесь включены в виде ссылки.

Уплотнительные элементы могут также являться либо пассивно или активно активируемыми. В одном виде конструкции пассивного уплотнительного элемента верхний конец уплотнительного элемента может быть установлен на подшипниковый узел во вращающемся противовыбросовом превенторе. В эксплуатации самая высокая нагрузка, прикладываемая на уплотнительный элемент, возникает, когда замковое соединение поднимают через очищающее уплотнение из скважины. Если достаточное давление и/или трение приложено на уплотнительный элемент, уплотнительный элемент должен выворачиваться изнутри наружу во время данного движения.

Надлежащим образом сконструированный уплотнительный элемент должен противостоять выворачиванию изнутри наружу, но может получать повреждения вблизи своего металлического установочного кольца. Таким образом, требуется создание улучшенного вращающегося противовыбросового превентора для уменьшения износа на уплотнительных элементах во вращающемся противовыбросовом превенторе.

Сущность изобретения

Раскрыт узел уплотнения для уплотнения на элементе нефтепромыслового оборудования в стволе скважины. Узел уплотнения имеет несущий корпус, и несущий корпус образует стенку с внутренней поверхностью, а также окно, выполненное для сообщения текучей среды со стволом скважины. На внутренней поверхности такая стенка образует упорный уступ и несущий корпус имеет ограничительную конструкцию вблизи одного конца или обоих концов. Уплотнительный элемент содержится в несущем корпусе. С уплотнительным элементом соединено кольцо на одном конце или обоих концах. Каждое кольцо подобрано для скользящего перемещения вдоль внутренней поверхности стенки несущего корпуса и дополнительно выполнено с возможностью смещения между упорным уступом и ограничительной конструкцией.

При использовании в данном документе термин "вращающийся противовыбросовый превентор" или "вращающиеся противовыбросовые превенторы" и фраза "устройство управления давлением" или

"средство (средства) управления давлением" должны относиться к устройству/средству (средствам) управления давлением, включающим в себя, но без ограничения этим, противовыбросовый превентор (превенторы) и вращающий противовыбросовый превентор (превенторы).

Краткое описание чертежей

Являющиеся примером варианты осуществления можно лучше понять и многочисленным задачи, признаки и преимущества сделать понятным специалисту в данной области техники, используя ссылки на прилагаемые чертежи. Данные чертежи применяются для иллюстрирования только обычных являющихся примером вариантов осуществления данного изобретения и не должны считаться ограничивающими его объем, поскольку изобретение может допускать другие равно эффективные являющиеся примерами варианты осуществления. Фигуры не обязательно вычерчены в масштабе, и некоторые элементы и виды фигур могут быть показаны с искажением масштаба или схематично в интересах ясности и лаконичности.

На фиг. 1 показано сечение вращающегося противовыбросового превентора с являющимся примером вариантом осуществления установки уплотнительного элемента.

На фиг. 2 показано сечение вращающегося противовыбросового превентора с альтернативным, являющимся примером вариантом осуществления установки уплотнительного элемента.

На фиг. 3 показано сечение вращающегося противовыбросового превентора с альтернативным, являющимся примером вариантом осуществления установки уплотнительного элемента с системой уменьшения давления и азотным аккумулятором.

Подробное описание являющегося примером варианта (вариантов) осуществления

Приведенное ниже описание включает в себя являющиеся примерами устройство, способы, методики и последовательности команд, в которых осуществляются методики патентоспособного объекта изобретения. Вместе с тем, понятно, что описанные являющиеся примером варианты осуществления можно практически реализовать без данных специфических деталей.

На фиг. 1 показано сечение вращающегося противовыбросового превентора (RCD) или устройства 10 управления давлением, показан являющийся примером вариант осуществления установки уплотнительного элемента или узла 20 уплотнения. Вращающийся противовыбросовый превентор 10 (не полностью показан но включен в виде ссылки) имеет один или несколько уплотнительных элементов 40 для уплотнения изделия нефтепромыслового оборудования 50 на буровой площадке (не показано но включено в виде ссылки) вблизи ствола скважины (не показано но включено в виде ссылки) (или в морской окружающей среде выше и/или ниже поверхности воды, или для наклонно-направленного бурения под препятствием), выполненного в земле и снабженного креплением в виде обсадной колонны. Один или несколько вращающихся противовыбросовых превенторов 10 могут управлять давлением в стволе скважины. Обычно, внутренний участок вращающегося противовыбросового превентора 10 выполнен с возможностью уплотнения вокруг элемента нефтепромыслового оборудования 50 и вращения с нефтепромысловым оборудованием 50, благодаря применению внутреннего уплотнительного элемента 40 и вращающихся подшипников. Уплотнительные элементы 40 показаны и описаны в данном документе установленными во вращающемся противовыбросовом превенторе 10. Один или несколько уплотнительных элементов 40 могут являться одним или несколькими, очищающими поднимаемые инструменты, кольцевыми уплотнительными элементами или уплотнительными элементами 40, установленными во вращающемся противовыбросовом превенторе 10. Уплотнительные элементы 40 могут быть выполнены с возможностью радиального контактного взаимодействия и уплотнения нефтепромыслового оборудования 50 во время промысловых работ. Дополнительно внутренний участок вращающегося противовыбросового превентора 10 обеспечивает нефтепромысловому оборудованию 50 аксиальное и скользящее перемещение через вращающийся противовыбросовый превентор 10. Нефтепромысловое оборудование 50 может являться любым подходящим, вращающимся оборудованием, подлежащим уплотнению уплотнительным элементом 40.

Узел 20 уплотнения включает в себя несущий корпус 30 и уплотнительный элемент 40. Несущий корпус 30 может быть установлен над, под или в подшипниковом узле (не показано но включено в виде ссылки) вращающегося противовыбросового превентора 10. Несущий корпус 30 является пустотелым для обеспечения удержания и несения уплотнительного элемента 40 и элемента нефтепромыслового оборудования 50. Дополнительно несущий корпус 30 может иметь на верхнем конце крышку, муфту или ограничительную конструкцию 33a, а также на нижнем конце крышку, муфту или ограничительную конструкцию 33b. На внутренней поверхности стенка 31 несущего корпуса 30 может также образовывать один или несколько упорных уступов 32 (например, выполненных посредством изменения внутреннего диаметра стенки 31 на упорном уступе (уступах) 32). Внутренняя поверхность стенки 31 и наружный диаметр 46 уплотнительного элемента 40 могут также образовывать камеру 36. Несущий корпус 30 также имеет одно или множество окон 34, которые обеспечивают действие давления в стволе скважины на наружный диаметр 46 уплотнительного элемента 40 в камере 36. Упорный уступ 32 (уступы) можно заменить другими упорными конструкциями, такими как гребень, болт, проходящий через несущий корпус 30, или т.п.

В дополнение, узел 20 уплотнения может являться узлом уплотнения пассивного типа. В узле 20

уплотнения пассивного типа не требуется подачи текучей среды или давления из внешней системы управления для работы узла 20 уплотнения, вместо этого узел 20 уплотнения использует давление в стволе скважины или статическое давление для создания уплотнения вокруг элемента нефтепромыслового оборудования 50.

Уплотнительный элемент 40 прикреплен или приклеен к верхнему кольцу 42а и нижнему кольцу 42b. Хотя уплотнительный элемент 40 может быть выполнен из сплошного гибкого материала, такого как эластомер или резина, кольца 42 могут быть выполнены из жестких или более неподатливых материалов, чем гибкий материал, применяемый для уплотнительного элемента 40, таких как металл. Верхнее кольцо 42а и нижнее кольцо 42b может иметь непроницаемые для текучей среды уплотнения 43 смежные с несущим корпусом 30. Дополнительно, уплотнительный элемент 40 может иметь внутренний диаметр 44, который уплотняется на элементе нефтепромыслового оборудования 50, и наружный диаметр 46. Уплотнительный элемент 40, верхнее кольцо 42а, нижнее кольцо 42b и несущий корпус 30 также образуют камеру 38, сквозь которую может перемещаться элемент нефтепромыслового оборудования 50. В являющемся примером варианте осуществления, показанном на фиг. 1, нижнее кольцо 42b уплотнительного элемента 40 имеет фиксированное положение относительно несущего корпуса 30. Нижнее кольцо 42b неподвижно закреплено на несущем корпусе 30 посредством прикрепления или установки на нижней концевой крышке 33b с применением обычного средства, такого как винты или болты 48. Верхнее кольцо 42а может смещаться к устью и забюю скважины на расстояние, ограниченное несущим корпусом 30, поскольку образовано верхней концевой крышкой 33а и упорным уступом 32.

Нефтепромысловое оборудование 50, как показано на фиг. 1, включает в себя бурильную трубу 52 и замковое соединение 54. Нефтепромысловое оборудование 50 может включать в себя колонну бурильных труб, собранную из индивидуальных бурильных труб 52, и замковые соединения 54, образующие изменяющийся диаметр наружной поверхности нефтепромыслового оборудования 50. Как показано на фиг. 1, наружной поверхностью меньшего диаметра может являться наружная поверхность бурильной трубы 52, и наружную поверхность большего диаметра может обычно образовывать замковое соединение 54 между бурильными трубами 52 в колонне или элемент нефтепромыслового оборудования 50. Оба диаметра, наружный диаметр бурильной трубы 52 и диаметр замкового соединения 54, могут быть больше внутреннего диаметра 44 уплотнительного элемента 40 для тугой посадки между элементом нефтепромыслового оборудования 50 и узлом 20 пассивного уплотнения. В результате, при совершении рейса замкового соединения 54 в ствол скважины или из него уплотнительный элемент 40 может испытывать значительное механическое напряжение, трение и/или давление, которые могут вызывать повреждение уплотнительного элемента 40.

Являющийся примером вариант осуществления, показанный на фиг. 1, уменьшает или снимает торцевую нагрузку силы или давления, передаваемую на узел 20 пассивного уплотнения. Давление в стволе скважины действует на наружный диаметр 46 уплотнительного элемента 40 через окна 34 несущего корпуса 30 для создания уплотнения на элементе нефтепромыслового оборудования 50. Но торцевая нагрузка давления снимается с нижнего конца уплотнительного элемента 40 или уменьшается, поскольку нижний конец не воспринимает давления в стволе скважины вследствие того, что нижнее кольцо 42b остается неподвижно прикрепленным к нижней концевой крышке 33b (и верхнее кольцо 42а смещается). Дополнительно, при подъеме из скважины через очищающее уплотнение нефтепромыслового оборудования 50, включающего в себя замковое соединение 54, уплотнительный элемент 40 может смещаться с пути перемещения последнего посредством деформирования для компенсации дополнительного механического напряжения двумя способами (вместе или по отдельности). Первое, уплотнительный элемент 40 может сдвигаться в сторону устья скважины, когда давление/ трение от замкового соединения 54 передается на уплотнительный элемент 40 при подъеме замкового соединения 54 из скважины через очищающее уплотнение. Уплотнительный элемент 40 и, более конкретно, верхнее кольцо 42 перемещается или смещается для компенсации переданного механического напряжения между упорным уступом 32а и верхней концевой крышкой 33а. Нижнее кольцо 42b остается неподвижно прикрепленным к нижней концевой крышке 33b. Второе, уплотнительный элемент 40 может также деформироваться, перемещаясь в камеру 36 для компенсации механического напряжения и/или давления, переданного с замкового соединения 54. В данном способе торцевая нагрузка давления снимается с уплотнительного элемента 40, и верхний конец уплотнительного элемента 40 свободен для перемещения в пределах, установленных упорным уступом 32а и верхней концевой крышкой 33а, таким образом предотвращается повреждение уплотнительного элемента 40 и/или его выворачивание изнутри наружу. Упорный уступ 32а также ослабляет нежелательное сжатие уплотнительного элемента 40.

На фиг. 2 показано сечение вращающегося противовыбросового превентора 10 альтернативного являющегося примером варианта осуществления установки уплотнительного элемента или узла 20 уплотнения. Для удобства, компоненты на фиг. 2, которые аналогичны компонентам на фиг. 1, указаны одинаковыми с последними ссылочными позициями. Кроме того, узел 20 уплотнения, показанный на фиг. 2, является также узлом уплотнения пассивного типа. Являющийся примером вариант осуществления, показанный на фиг. 2, уменьшает торцевую нагрузку, создаваемую давлением в стволе скважины, и торцевую нагрузку, создаваемую перемещением через очищающее уплотнение, элемента нефтепромыслового

оборудования 50 во вращающий противовыбросовый превентор 10 и из превентора (посредством, по существу, сохранения или поддержания уплотнительного элемента 40 в состоянии увеличенного механического растяжения в сравнении с или вместо обеспечения уплотнительному элементу 40 обжатия в относительно ограниченном пространстве перемещения). Как показано, уплотнительный элемент 40 поджат радиально внутрь для уплотнения на элементе нефтепромыслового оборудования 50. В являющемся примером варианте осуществления, показанном на фиг. 2, несущий корпус 30 имеет на верхнем конце крышку, муфту или ограничительную конструкцию 33а, и на нижнем конце крышку, муфту или ограничительную конструкцию 33b, аналогичные показанным на фиг. 1. Несущий корпус 30 также образует одно или несколько окон 34, при этом давление в стволе скважины может действовать на наружный диаметр 46 уплотнительного элемента 40. Вместе с тем, в являющемся примером варианте осуществления, показанном на фиг. 2, несущий корпус 30 образует два упорных уступа 32 (например, образованные изменением внутреннего диаметра стенки 31 на уступе 32 (уступах)), верхний упорный уступ 32а и нижний упорный уступ 32b на внутренней поверхности стенки 31 (тогда как на фиг. 1 показан являющийся примером вариант осуществления только с одним упорным уступом 32). Упорный уступ (уступы) 32 можно заменить другими упорными конструкциями, такими как гребень, болт, проходящий через несущий корпус 30, или т.п.

Дополнительно уплотнительный элемент 40 на фиг. 2 также прикреплен или приклеен к верхнему кольцу 42а и нижнему кольцу 42b. Уплотнительный элемент 40 также образует внутренний диаметр 44 и наружный диаметр 46. Вместе с тем, в альтернативном, являющемся примером варианте осуществления, показанном на фиг. 2, нижнее кольцо 42b не является закрепленным неподвижно или прикрепленным к нижней концевой крышке 33b, как в являющемся примером варианте осуществления фиг. 1, где нижнее кольцо 42b находится в фиксированном положении относительно несущего корпуса 30. Таким образом, оба, верхнее кольцо 42а и нижнее кольцо 42b уплотнительного элемента 40, имеют функциональную возможность смещения на ограниченное расстояние. Верхнее кольцо 42а может смещаться на расстояние X, ограниченное верхним упорным уступом 32а и верхней концевой крышкой 33а. Нижнее кольцо 42b может смещаться на расстояние Y, ограниченное нижним упорным уступом 32b и нижней концевой крышкой 33b. Расстояние Y больше расстояния X.

Фиг. 2 иллюстрирует являющийся примером вариант осуществления, который обеспечивает смещение уплотнительного элемента 40 в обе стороны, к устью и забою скважины, когда элемент нефтепромыслового оборудования 50 спускается в скважину или поднимается из скважины через очищающий уплотнительный элемент 40, на основе функциональной возможности смещения обоих, верхнего и нижнего установочных колец 42. При спуске в скважину замкового соединения 54 через очищающее уплотнение, поскольку расстояние Y больше расстояния X, встреча с упором 32а происходит до встречи нижнего кольца 42b с нижней концевой крышкой 33b (таким образом, нижнее кольцо 42b может смещаться при спуске в скважину через очищающее уплотнение, и обладающие направленностью силы между давлением в стволе скважины и спуском в скважину замкового соединения 54 через очищающее уплотнение вычитаются); таким образом, торцевая нагрузка на нижнем кольце уменьшается при спуске в скважину через очищающее уплотнение. При подъеме из скважины замкового соединения 54 через очищающее уплотнение встреча с упором 32b происходит, когда уплотнительный элемент 40 смещается вверх, снимая торцевую нагрузку. В дополнение к указанному выше, уплотнительный элемент 40 может сдвигаться или смещаться к забою скважины, когда давление от замкового соединения 54 передается на уплотнительный элемент 40, когда замковое соединение 54 спускается в скважину через очищающее уплотнение. Как и на фиг. 1, уплотнительный элемент 40 может деформироваться с перемещением в камеру 36 для компенсации механического напряжения от спуска в скважину и подъема из скважины замкового соединения 54 через очищающее уплотнение. Таким образом, являющийся примером вариант осуществления, показанный на фиг. 2 может уменьшать износ и срабатывание на уплотнительном элементе 40 для спуска в скважину и подъема из скважины замкового соединения 54 через очищающее уплотнение и уменьшать торцевую нагрузку, создаваемую давлением в стволе скважины.

На фиг. 3 показано сечение вращающегося противовыбросового превентора или устройства 10 контроля давления, показан альтернативный, являющийся примером вариант осуществления установки уплотнительного элемента или узла 20 уплотнения. Для удобства, компоненты на фиг. 3, аналогичные компонентам на фиг. 1, обозначены одинаковыми ссылочными позициями. Кроме того, узел 20 уплотнения на фиг. 3 также является узлом уплотнения пассивного типа (т.е. активируемым без применения внешней системы управления), как и узлы 20 уплотнения на фиг. 1-2. Как показано, уплотнительный элемент 40 поджат радиально внутрь для уплотнения на нефтепромысловом оборудовании 50. В являющемся примером варианте осуществления, показанном на фиг. 3, несущий корпус 30 имеет на верхнем конце крышку, муфту или ограничительную конструкцию 33а и на нижнем конце крышку, муфту или ограничительную конструкцию 33b, аналогичные показанным на фиг. 1. Несущий корпус 30 также имеет одно или несколько окон 34, при этом давление в стволе скважины P2 может не напрямую действовать на наружный диаметр 46 уплотнительного элемента 40.

На фиг. 3 несущий корпус 30 дополнительно образует систему 60 уменьшения давления и азотный аккумулятор 70 смежный с камерой 38, в которой размещен уплотнительный элемент 40 и элемент неф-

теплового оборудования 50. Система 60 уменьшения давления сообщается со стволом скважины и подает текучую среду во вращающийся противовыбросовый превентор 10. Система 60 уменьшения давления обычно включает в себя поршневой узел 69, верхнюю камеру 66 и нижнюю камеру 67. Поршневой узел 69 включает в себя малый поршень 61 и большой поршень 63. Малый поршень 61 имеет площадь A_{61} поверхности, которая меньше, чем у большого поршня 63, имеющего площадь A_{63} поверхности. Давление в верхней камере 66 и камере 36 указано позицией P1, и давление в нижней камере 67, а также давление в стволе скважины, указано позицией P2. Поршни 61 и 63 сконструированы и выполнены с возможностью поддержания разности давления между P1 и P2. Другими словами, поршни 61 и 63 разработаны для поддержания специфического соотношения площади поверхности, A_{61}/A_{63} , при этом давление P1 камер 36, 66 составляет долю (конкретно, часть или долю A_{61}/A_{63}) давления в стволе скважины, P2 (выражается, как $P1=P2 * (A_{61}/A_{63})$). Данное может приводить к относительно значительному уменьшению давления P1, действующего на уплотнительный элемент 40. Уменьшенное давление P1 также сбрасывает механическое напряжение или нагрузку от трения, которые действуют вследствие взаимодействия между частью нефтепромыслового оборудования 50 и уплотнительным элементом 40 на его внутреннем диаметре 44. Только в качестве примера, разность давления между P1 и P2 может составлять 1000 фунт/дюйм² (или 6894,7 КПа). Дополнительно множество уплотнительных элементов 65 могут быть установлены вокруг поршней 61 и 63 для образования непроницаемого для текучей среды уплотнения между камерами 66 и 67.

Система 60 уменьшения давления может, если необходимо, включать в себя и сообщаться текучей средой с компенсатором, например аккумулятором 70 (в качестве примера, заполненного азотом, или даже с компенсацией с применением пружины). Включение в состав азотного аккумулятора 70 может зависеть от температурных изменений, глубины от морской поверхности и/или требований по действию аккумулятора для пропуска замковых соединений 54. Азотный аккумулятор 70 может, если необходимо, применяться, как место хранения текучей среды, или для компенсации флуктуации давления или температуры во вращающемся противовыбросовом превенторе 10. Азотный аккумулятор 70 может включать в себя азотную камеру 72 и азотный поршень 74. Дополнительно, один или несколько уплотнительных элементов 65 могут устанавливаться вокруг азотного поршня 74 для образования непроницаемого для текучей среды уплотнения между камерами 66 и 72. Если P1 в камерах 36, 66 флуктуирует, при заполнении камеры 66 маслом и/или когда замковое соединение 54 деформирует или расширяет уплотнительный элемент 40, азотный поршень 74 можно регулировать, подавая в азотную камеру 72 или обратно, для обеспечения допустимой погрешности для поддержания уплотнения вокруг элемента нефтепромыслового оборудования 50. Азотная камера 72 может заполняться с контролем давления некоторым объемом газообразного азота, как известно специалисту в данной области техники. Если применяется возможный азотный аккумулятор 70 являющегося примером варианта осуществления, только в качестве примера и только как дополнительная опция, но без ограничения этим, измерительный преобразователь давления (не показано) измеряет давление в стволе скважины P2 и потом нагнетает азот с установки на поверхности (не показано) в камеру 72 под давлением, одинаковым с давлением P2. Давление в азотной камере 72 можно регулировать также при изменениях давления P2 в стволе скважины, при этом поддерживая требуемую разность давления, например, 1000 фунт/дюйм² (6894,7 КПа) между давлением P1 и давлением P2 в стволе скважины.

Система 60 уменьшения давления обеспечивает активирование уменьшенным давлением из ствола скважины уплотнительного элемента 40 для уплотнения вокруг элемента нефтепромыслового оборудования 50. Вначале, текучей средой, например маслом, заполняется верхняя камера 66 и после этого герметизируется. Скважинная текучая среда из ствола скважины сообщается текучей средой с нижней камерой 67. Поэтому, когда давление в скважине увеличивается, давление P2 в нижней камере 67 увеличивается. Давление в нижней камере 67 обеспечивает перемещение поршней 61 и 63 аксиально вверх, что заставляет текучую среду в верхней камере 66 входить в окно 34 и нагнетать давление в камере 36. Поскольку камера 36 заполнена маслом, давление в камере 36 и верхней камере 66 увеличивается, обеспечивая перемещение уплотнительного элемента 40 радиально внутрь для уплотнения вокруг элемента нефтепромыслового оборудования 50. В данном режиме уплотнительный элемент 40 не напрямую активируется давлением в стволе скважины, обеспечивая вращающемуся противовыбросовому превентору 10 уплотнение вокруг элемента нефтепромыслового оборудования 50. Вместе с тем, поскольку система 60 уменьшения давления действует для уменьшения давления P2 до уменьшенного давления P1 в камерах 36 и 66, уплотнительный элемент 40 испытывает уменьшенную нагрузку от давления для закрытия на нефтепромысловом оборудовании 50. Уменьшенное давление P1 также приводит к уменьшенной или пониженной нагрузке от трения на внутреннем диаметре 44 уплотнительного элемента 40. Таким образом, например, хотя уплотнительный элемент 40 можно эксплуатировать при давлении P2, равном 2500 фунт/дюйм² (17237,5 КПа) в стволе скважины, уплотнительный элемент может требовать только давления P1, равного 1500 фунт/дюйм² (10342,5 КПа) закрытия для выполнения достаточного уплотнения на элементе нефтепромыслового оборудования 50, и уменьшения трения/механического напряжения в уплотнительном элементе 40.

В являющемся примером варианте осуществления, показанном на фиг. 3, аналогично показанному

на фиг. 1 торцевая нагрузка от давления на нижнем конце уплотнительного элемента 40 снимается или уменьшается, поскольку нижний конец не воспринимает давление в стволе скважины вследствие того факта, что нижнее кольцо 42b остается неподвижно прикрепленным к нижней концевой крышке 33b (и смещается верхнее кольцо 42a). Дополнительно при подъеме из скважины нефтепромыслового оборудования 50 и замкового соединения 54 через очищающее уплотнение в являющемся примером варианте осуществления, показанном на фиг. 3, уплотнительный элемент 40 должен смещаться с их пути в сторону посредством деформирования для компенсации дополнительного механического напряжения в двух режимах (вместе или отдельно). В первом уплотнительный элемент 40 может сдвигаться в сторону устья скважины, когда давление/трение от замкового соединения 54 передается на уплотнительный элемент 40 при подъеме замкового соединения 54 из скважины через очищающее уплотнение. Уплотнительный элемент 40 перемещается для компенсации переданного механического напряжения, когда верхнее кольцо 42a смещается между упорным уступом 32 и верхней концевой крышкой 33a, и нижнее кольцо 42b остается неподвижно прикрепленным к нижней концевой крышке 33b.

Во втором уплотнительный элемент 40 может также деформироваться в камере 36 для компенсации механического напряжения и/или давления, переданного с замкового соединения 54. Когда уплотнительный элемент 40 деформируется в камере 36, азотный аккумулятор 70 может осуществлять регулирование для обеспечения допустимой погрешности, которую дает замковое соединение 54, вступая в контакт с внутренним диаметром 44 уплотнительного элемента 40. В данном режиме торцевая нагрузка от давления снимается с уплотнительного элемента 40 и верхний конец уплотнительного элемента 40 свободен для перемещения в пределах, установленных упорным уступом 32a и верхней концевой крышкой 33a, таким образом предотвращается повреждение и/или выворачивание изнутри наружу уплотнительного элемента 40. Упорный уступ 32a также препятствует нежелательному сжатию уплотнительного элемента 40. Кроме того, являющийся примером вариант осуществления, показанный на фиг. 3, обеспечивает пассивному уплотнительному элементу 40 восприятие только давления с величиной, необходимой для уплотнения на нефтепромысловом оборудовании 50, таким образом, дополнительно уменьшается повреждение претерпеваемое пассивным уплотнительным элементом 40 (в том числе вследствие трения, когда замковое соединение 54 проходит через уплотнительный элемент 40), при этом продолжая поддерживать активирование давлением P2 в стволе скважины. Поскольку наружный диаметр 46 уплотнительного элемента 40 значительно больше внутреннего диаметра 44, можно применять значительное уменьшение давления, таким образом, уменьшая давление P1, которое уплотнительный элемент 40 воспринимает, относительно давления в стволе скважины. Являющийся примером вариант осуществления обеспечивает дополнительное преимущество, минимизируя контакт скважинной текучей среды только контактом с ограниченными площадями узла 20 уплотнения, такими как на внутреннем диаметре 44 уплотнительного элемента.

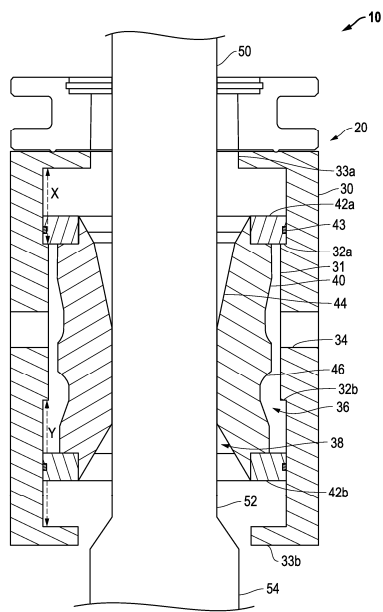
Являющиеся примерами варианты осуществления, показанные на фиг. 2 и 3, можно комбинировать (не показано) для обеспечения смещения уплотнительного элемента 40 на обоих концах в объединении с системой уменьшения давления и азотной/ компенсационной камерой.

Хотя являющиеся примерами варианты осуществления описаны со ссылкой на различные варианты реализации и эксплуатации, понятно, что данные являющиеся примерами варианты осуществления являются иллюстративными и что объем патентоспособного объекта изобретения ими не ограничен. Возможны многие вариации, модификации, добавления и улучшения. Например, реализации и методики, примененные в данном документе, можно применить в любых уплотнениях для очистки поднимаемых из скважины колонн, уплотнений или пакерных элементов на скважинной площадке, таких как противовыбросовый превентор, и т.п.

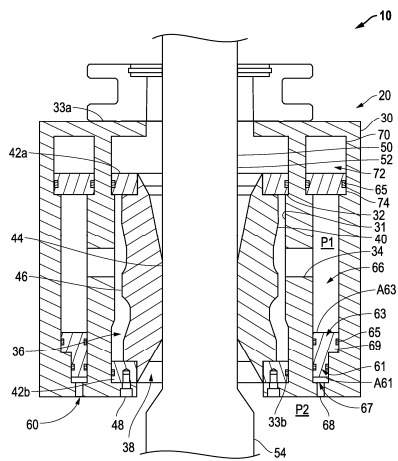
Можно предусматривать варианты с множеством компонентов, операций или структур, описанных в данном документе в варианте с единственным таким элементом. В общем, структуры и функциональность, представленные как отдельные компоненты в являющихся примером конфигурациях, можно реализовать как комбинированную структуру или компонент. Аналогично, структуры и функциональность, представленные как один компонент, можно реализовать как отдельные компоненты. Данные и другие вариации, модификации, добавления и улучшения могут относиться к объему патентоспособного объекта изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Устройство (20) для уплотнения части нефтепромыслового оборудования (50) в стволе скважины, содержащее
 - несущий корпус (30), имеющий внутреннюю стенку (31);
 - уплотнительный элемент (40), содержащийся в несущем корпусе (30), причем уплотнительный элемент (40) имеет внутренний диаметр (44) и наружный диаметр (46), при этом внутренний диаметр (44) выполнен с возможностью уплотнительного взаимодействия с частью нефтепромыслового оборудования (50);
 - верхнее кольцо (42a), соединенное с уплотнительным элементом (40) на первом конце, при этом



Фиг. 2



Фиг. 3

