

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **046167**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.02.13

(51) Int. Cl. *E21B 17/10* (2006.01)

(21) Номер заявки
202292614

(22) Дата подачи заявки
2022.03.22

(54) **ЦЕНТРАТОР ПЕРЕМЕННОЙ ЖЕСТКОСТИ**

(31) **63/165,234**

(56) WO-A1-2020215534

(32) **2021.03.24**

US-B2-9556687

(33) **US**

US-A-6102118

(43) **2023.03.17**

US-B2-8701783

(86) **PCT/IB2022/052612**

US-A1-2020408050

(87) **WO 2022/201028 2022.09.29**

WO-A1-2020095050

US-A1-2003000607

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ДАУНХОЛ ПРОДАКТС ЛИМИТЕД
(GB)**

(72) Изобретатель:
Арсоски Дарко (GB)

(74) Представитель:
**Поликарпов А.В., Соколова М.В.,
Путинцев А.И., Черкас Д.А., Игнатьев
А.В., Билык А.В., Дмитриев А.В.,
Бучака С.М., Бельтюкова М.В. (RU)**

(57) В изобретении центратор для применения в стволе скважины содержит корпус для размещения по периферии скважинной трубы. Корпус имеет множество дугообразных пружин, смещенных в расширенное положение, и пару торцевых колец, соединяющих дугообразные пружины. Центратор также включает в себя углубление или ряд сегментов углубления, образованных на поверхности каждой дугообразной пружины и вдоль нее. Углубления или сегменты углубления служат для уменьшения жесткости центратора, а дугообразные пружины перемещаются из расширенного положения в суженное положение.

B1

046167

046167

B1

Область техники

Изобретение в целом имеет отношение к центратору переменной жесткости.

Уровень техники

В US 4787458 описаны пружинный дугообразный элемент с элементом уменьшения угла контакта; а также центратор с таким дугообразным элементом и способы их использования. Дугообразный элемент центратора содержит элемент уменьшения угла контакта для воздействия и уменьшения угла контакта между дугообразным элементом центратора и краем отверстия, в которое вставлен центратор с дугообразным элементом. Пружинный дугообразный элемент с трубчатым упорным элементом; а также центратор с таким дугообразным элементом и способы их использования. Дугообразный элемент центратора имеет трубчатый упорный элемент для воздействия и увеличения восстанавливающей силы дугообразного элемента. Пружинный дугообразный элемент с элементом уменьшения угла контакта и трубчатым упорным элементом; центратор с таким дугообразным элементом и способы их использования.

В US 6997254 описано устройство с пружинным центратором для поддержания трубчатого элемента, расположенного на расстоянии от стенки ствола скважины, изготовляемое из цельного куска материала из борсодержащей стали. Устройство с пружинным центратором имеет первый и второй манжеты, расположенные на расстоянии друг от друга вдоль продольной оси. Участки пружинного дугообразного элемента проходят между манжетами. Поскольку устройство изготавливается из цельного куска материала, материал плавно проходит от каждого участка манжета через участки дугообразного элемента, так что стыки или места непрочности отсутствуют. Использование борсодержащей стали означает, что устройство может быть изготовлено методом холодной штамповки.

В US 8196670 описано стопорное кольцо или подобное устройство, выполненное в виде цельной конструкции с участком для крепления инструмента. Перемещение инструмента позволяет вводить манжеты в плотное сцепление с трубой или иным трубчатым элементом. Центратор с дугообразным элементом имеет попеременные дуги, смещенные в продольном направлении для уменьшения первоначального усилия ввода. Центратор может быть выполнен с концевыми полосами типа, используемого в стопорном кольце.

В US 10156103 описан центратор, включающий две манжеты, соединенные асимметричными пружинными дугообразными элементами. Каждый пружинный дугообразный элемент содержит две дуги, причем кривизна одной дуги перевернута относительно кривизны другой дуги, при этом одна из дуг вогнутая, а другая - выпуклая. Пружинные дугообразные элементы выполнены в виде наборов, расположенных равноудаленно друг от друга по окружности манжет, при этом каждый набор имеет одинаковую конфигурацию, и конфигурации противоположной пружинным дугообразным элементам в другом наборе. Таким образом, при введении в ствол скважины один набор пружинных дугообразных элементов сжимается перед другим набором. При сжатии деформация вогнутой дуги приводит к взаимной деформации выпуклой дуги, и пружинные дугообразные элементы принимают более плоскую конфигурацию, повышая свободу вращения трубы.

В US 2017/0260816 описан центратор, содержащий продольно распределенные манжеты, соединенные множеством пружин, при этом каждая из пружин содержит две или более дугообразных секций.

В US 2020/0408050 описан центратор, содержащий ряд элементов, проходящих между двумя манжетами для установки центратора в обсадной трубе. Элементы выполнены для контакта со стенкой ствола скважины и корпусом центратора в стволе скважины. Элементы выполнены с возможностью радиального перемещения между обсадной трубой и стенкой ствола скважины. Элементы также имеют промежуточный участок и концевые участки, при этом концевые участки являются относительно более гибкими, чем промежуточный участок.

В WO 2020/095050 описан центратор для центрирования насосно-компрессорных труб в стволе скважины, содержащий первую концевую манжету, вторую концевую манжету и ряд удлиненных распорных элементов. Распорные элементы размещены между первой концевой манжетой и второй концевой манжетой, расположены по окружности и разнесены вокруг первой концевой манжеты и второй концевой манжеты. Распорный элемент имеет первый концевой участок, второй концевой участок, промежуточный участок и угловые крыльчатые участки, отходящие от промежуточного участка.

В WO 2020/215534 описан центратор, содержащий верхнее торцевое кольцо и нижнее торцевое кольцо, имеющие одинаковые диаметры. Множество рабочих реберных пластин закреплены между верхним торцевым кольцом и нижним торцевым кольцом. Рабочие реберные пластины равномерно распределены по окружности верхнего торцевого кольца или нижнего торцевого кольца. Ширина рабочих реберных пластин составляет от 30 мм до 130 мм. Также имеется множество канавок для снятия напряжения. Исходя из фактических требований к использованию, в рабочих реберных пластинах различной ширины открываются канавки для снятия напряжения, а также в местах соединения рабочих реберных пластин с верхним и нижним концевыми кольцами. Когда рабочие реберные пластины испытывают экстремальную деформацию сжатия, упомянутые канавки для снятия напряжений обеспечивают упругому материалу основного корпуса пространство для деформации под напряжением, тем самым предотвращая разрушение или частичное повреждение организационной структуры упругого материала основного корпуса.

В статье под названием "Основы проектирования олимпийских рекурсивных луков" первый упомянутый автор Лью, Д.К. и первый упомянутый издатель Калифорнийского университета в Беркли, описано, что современные материалы и методы изготовления предлагают новые возможности для перепроектирования рекурсивных луков для соревнований. Благодаря улучшенной геометрии лука и надлежащим методам изготовления можно создавать конструкции, выпускающие стрелы с большей энергией и эффективностью, плавностью натягивания и стабильностью, чем ранее. В этой статье описаны физические процессы поведения лука и способ количественного определения требуемых эксплуатационных характеристик. При этом рассматривается вопрос о том, как изменение геометрии лука, новые материалы и технологии изготовления могут привести к улучшению эксплуатационных характеристик лука. Выдвигаются рекомендации о том, как можно перепроектировать мишенные луки для повышения эксплуатационных характеристик в будущем.

Сущность изобретения

Настоящее изобретение в целом имеет отношение к центратору переменной жесткости. В одном из вариантов осуществления центратор для использования в стволе скважины содержит корпус для размещения по периферии скважинной трубы. Корпус имеет множество дугообразных пружин, смещенных в расширенное положение, и пару торцевых колец, соединяющих дугообразные пружины. Центратор также имеет углубление или ряд сегментов углубления, образованных на поверхности каждой дугообразной пружины и вдоль нее. Углубления или сегменты углубления служат для уменьшения жесткости центратора, а дугообразные пружины перемещаются из расширенного положения в суженное положение.

Краткое описание фигур

Таким образом, для более ясного понимания вышеизложенных особенностей настоящего изобретения, более подробное описание предмета изобретения, кратко изложенного выше, может быть дано со ссылками на варианты осуществления, некоторые из которых изображены на прилагаемых чертежах. Однако следует отметить, что прилагаемые чертежи показывают только типичные варианты осуществления настоящего изобретения и поэтому не должны рассматриваться как ограничивающие его объем, поскольку настоящее изобретение может допускать другие не менее эффективные варианты осуществления.

На фиг. 1А-1С и 2А показан центратор переменной жесткости согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения.

На фиг. 2В показана скважинная труба, оснащенная множеством центраторов переменной жесткости и опускаемая в ствол скважины.

На фиг. 3А и 3В показана работа центратора переменной жесткости.

На фиг. 4А показана типичная дугообразная пружина центратора переменной жесткости в расширенном положении. На фиг. 4В показан анализ методом конечных элементов (МКЭ) типичной дугообразной пружины в рабочем положении. На фиг. 4С показана деформация типичной дугообразной пружины в рабочем положении.

На фиг. 5А показан анализ методом конечных элементов типичной дугообразной пружины в суженном положении. На фиг. 5В показана деформация типичной дугообразной пружины в суженном положении.

На фиг. 6А и 6В показана типичная дугообразная пружина альтернативного центратора переменной жесткости в расширенном положении, согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения. На фиг. 6С показана деформация типичной дугообразной пружины в рабочем положении. На фиг. 6D показана деформация типичной дугообразной пружины в суженном положении.

На фиг. 7А, 7В, 8А и 8В показан второй альтернативный центратор переменной жесткости в расширенном положении, согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения.

Подробное описание

На фиг. 1А-1С и 2А показан центратор 1 переменной жесткости (т.е. жесткость пружины) (фиг. 2В), согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения. Центратор 1 может содержать корпус 2 и стопорную муфту 3 (фиг. 2В) для соединения корпуса со скважинной трубой 4 (фиг. 2В), например, колонной обсадных труб или потайной обсадной колонной. Корпус 2 может иметь пару торцевых колец 2а,в и множество дугообразных пружин 2s, проходящих между ними. Торцевые кольца 2а,в могут соединять дугообразные пружины 2s вместе. Дугообразные пружины 2s могут быть расположены вокруг корпуса 2 через равномерные интервалы, например, шесть дугообразных пружин с интервалом расположения в шестьдесят градусов. Для обеспечения потока жидкости через кольцевое пространство, образованное между скважинной трубой 4 и стволом скважины 6 (фиг. 2В), между дугообразными пружинами 2s могут быть сформированы перепускные каналы. Каждая из дугообразных пружин 2s может быть идентичной и радиально подвижной между расширенным положением P_x (показано на фиг. 3А), суженным положением P_г (фиг. 2В) и рабочим (занятым после установки в скважине) положением P_д (фиг. 2В). Номинальный диаметр E центратора 1 может быть наибольшим в расширенном положении P_x, наименьшим в суженном положении P_г и промежуточным в рабочем положении P_д.

В одном из возможных вариантов рабочим положением P_д может быть положение с коэффициентом зазора 67%, как описано в текущей версии спецификации 10D Американского института нефти (API)

под названием "Спецификация для центраторов с дугообразной пружиной обсадных труб".

Каждая из дугообразных пружин 2s в расширенном положении P_x могут иметь параболический профиль. Каждая дугообразная пружина 2s может иметь выпуклое изогнутое поперечное сечение и переменную ширину W. Ширина W каждой дугообразной пружины 2s может быть максимальной в каждом соединении с соответствующим торцевым кольцом 2a,b и может быть минимальной в его центре. Ширина W каждой дугообразной пружины 2s может сужаться между их соответствующей максимальной и минимальной шириной. Переменная ширина W каждой дугообразной пружины 2s может быть обусловлена поперечным сечением каждой дугообразной пружины с переменным радиусом кривизны R, который может быть максимальным в каждом соединении с соответствующим торцевым кольцом 2a,b и минимальным в его центре. В расширенном положении P_x и в центре каждой дугообразной пружины 2s радиус кривизны R поперечного сечения каждой дугообразной пружины 2s может составлять 20-40% радиуса каждого торцевого кольца 2a,b.

Для обеспечения переменной жесткости каждая дугообразная пружина 2s может быть предварительно разупрочнена углублением 5 на своей внутренней поверхности, проходящим по ее длине между торцевыми кольцами 2a,b. Каждое углубление 5 может представлять собой канавку, проходящую в соответствующей дугообразной пружине 2s, но не через нее, так что диаметр D каждой канавки может составлять 50-175% толщины T соответствующей дугообразной пружины.

Корпус 2 может удлиняться в продольном направлении при перемещении из расширенного положения P_x в любое из суженного положения P_r или рабочего положения P_d, и может сжиматься в продольном направлении при перемещении из любого из суженного положения или из рабочего положения в расширенное положение. Дугообразные пружины 2s могут быть естественным образом смещены в сторону расширенного положения P_x, и номинальный диаметр E центратора 1 в рабочем положении P_d может соответствовать диаметру участка ствола скважины 6, где будет установлен центратор. Сцепление дугообразных пружин 2s со стенкой ствола скважины 6 может перемещать скважинную трубу 4 в центральное положение внутри ствола скважины для обеспечения равномерного формирования цементной оболочки вокруг скважинной трубы в ходе операции цементирования (не показано). Корпус 2 может быть выполнен из цельного листа металла или сплава, например, стали (т.е. пружинной стали), путем вырезания пазов для формирования полос для получения дугообразных пружин 2s. Корпус 2 может быть выполнен в виде трубчатой формы путем прокатки разрезанного листа и приварки торцевых колец 2a,b. Дугообразные пружины 2s могут иметь естественное смещение в сторону расширенного положения P_x и дугообразное поперечное сечение при удержании в нем в ходе термической обработки корпуса 2.

Стопорная муфта 3 может располагаться между торцевыми кольцами 2a,b путем вставления через одну из прорезей между дугообразными пружинами 2s до того, как центратор 1 надвигается скольжением по периферии скважинной трубы 4. Стопорная муфта 3 может быть прикреплена к скважинной трубе 4 с использованием множества крепежных элементов, таких как установочные винты. Установка стопорной муфты 3 может захватывать центратор 1 на месте вдоль скважинной трубы 4, обеспечивая при этом ограниченное продольное перемещение корпуса 2 относительно него для обеспечения перемещения между положениями P_x, P_r, P_d.

В качестве альтернативы, центратор 1 может также содержать пару концевых манжет (не показано). В этом альтернативном варианте, после формирования корпуса 2, каждая концевая манжета может быть вставлена в соответствующие торцевые кольца 2a,b. Каждая концевая манжета может быть сформована с обеспечением ее плотного прилегания к торцевым кольцам 2a,b. Тогда каждая концевая манжета может привариваться точечной сваркой к соответствующим торцевым кольцам 2a,b. Выступ каждого торцевого кольца 2a,b, выступающий за соответствующую концевую манжету, может быть разделен на множество язычков (до или после вставления манжет), и язычки могут быть согнуты над соответствующей концевой манжетой, тем самым закрепляя манжеты на корпусе 2 (в дополнение к точечной сварке).

На фиг. 2B показана скважинная труба 4, оснащенная множеством центраторов 1 переменной жесткости и опускаемая в ствол скважины 6. Верхняя секция ствола скважины 6, возможно, была предварительно пробурена и облицована колонной обсадных труб или потайной обсадной колонной 7, закрепленной в стволе скважины цементом (не показано). Затем, возможно, была пробурена и разбурена нижняя секция ствола скважины 6 для доступа к углеводородсодержащему пласту (не показан). Разбуренная нижняя секция ствола скважины 6 может иметь диаметр, превышающий внутренний диаметр обсадной колонны 7. Нижняя секция ствола скважины 6 может быть вертикальной или искривленной, например, наклонной или горизонтальной. Каждый из центраторов 1 может быть установлен на скважинной трубе 4 (с использованием стопорных муфт 3) по меньшей мере вдоль ее части, которая цементируется в стволе скважины 6. Центраторы 1 могут быть расположены вдоль участка скважинной трубы 4 через равные промежутки. По мере того как каждый центратор 1 входит в колонну обсадных труб или потайную обсадную колонну 7, центратор будет сжиматься до суженного положения P_r таким образом, что для опускания соответствующего центратора через него потребуется движущая сила (не показано). Как только каждый центратор проходит через колонну обсадных труб или потайную обсадную колонну и выходит из нее, центратор 1 расширяется из суженного положения P_r в рабочее положение P_d. В рабочем положении центраторы 1 поддерживают нейтральное положение скважинной трубы 4 для обеспечения образования однородной цементной оболочки вокруг скважинной трубы во время операции цементирования.

В одном из возможных вариантов, одна или более стопорных муфт 3 могут быть расположены снаружи каждого центратора 1, например, пара стопорных муфт 3, охватывающих каждый центратор 1, вместо того, чтобы одна стопорная муфта была расположена между каждой парой торцевых колец 2a,b и внутри соответствующего центратора 1.

На фиг. 3А и 3В показана работа центратора 1 переменной жесткости. Ссылаясь на фиг. 3А, и как показано линией С1, центратор 1 показывает обычную реакцию на усилие-смещение при перемещении из расширенного положения Рх в рабочее положение Рd за счет смещения Х1. Во время движения, показанного вдоль кривой С1, углубление 5 не оказывает влияния на жесткость (наклон С1, равный абсолютному значению разности усилий, деленному на разность смещения дуги) центратора 1. Однако, как подробно обсуждается ниже, при перемещении из расширенного положения Рх в суженное положение Рг (смещение, обозначенное Х2) углубление 5 начинает влиять на жесткость в точке отклонения жесткости. После точки отклонения жесткости реакция центратора 1 на усилие-смещение обозначено линией С2, имеющей наклон значительно меньший, чем наклон линии С1 и линии известного уровня техники. Наклон линии С2 может быть меньше или равен 80%, 70%, 60% или 50% наклона линии С1. Уменьшенный наклон линии С2 приводит к усилию в суженном положении Рг, которое значительно меньше, чем сила у известного уровня техники, причем разница обозначена ΔF. Это уменьшение усилия ΔF пропорционально (усилие центратора является нормальной составляющей силы трения при перемещении) уменьшению движущей силы, которое преимущественно является результатом этого. Уменьшение движущей силы является предпочтительным, поскольку движущая сила в противном случае могла бы фактически превышать усилие установки скважинной трубы 4 (преимущественно создаваемое ее весом), что могло бы препятствовать ее установке.

В качестве альтернативы, реакция центратора 1 на усилие-смещение может быть нелинейной, и жесткость может быть измерена путем линейной подгонки линий С1, С2 к нелинейной реакции на усилие-смещение.

Ссылаясь на фиг. 3В, вместо использования уменьшения силы ΔF для уменьшения движущей силы, центратор 1 может быть сконструирован так, чтобы иметь такую же силу, как центратор известного уровня техники в суженном положении Рг. В этой конфигурации уменьшение силы ΔF фактически будет представлять собой увеличение силы восстановления в рабочем положении Рd. Это увеличение силы восстановления ΔF может быть выгодно использовано для уменьшения количества центраторов 1, необходимых для скважинной трубы 4, и/или увеличения отклонения ствола скважины 6.

В качестве альтернативы, центратор 1 может быть выполнен таким образом, чтобы находиться между положениями, показанными на фиг. 3А и 3В, для использования определенных преимуществ обоих.

На фиг. 4А показана типичная дугообразная пружина 2s центратора 1 переменной жесткости в расширенном положении Рх. На фиг. 4В показан анализ методом конечных элементов (МКЭ) типичной дугообразной пружины 2s в рабочем положении Рd. На фиг. 4С показана деформация типичной дугообразной пружины 2s в рабочем положении. На фиг. 5А показан анализ методом конечных элементов типичной дугообразной пружины 2s в суженном положении Рг. На фиг. 5В показана деформация типичной дугообразной пружины 2s в суженном положении Рг. Углубление 5 делит поперечное сечение типичной дугообразной пружины 2s на два участка. Когда типичная дугообразная пружина 2s перемещается из расширенного положения Рх в рабочее положение Рd, сила 8, прилагаемая стволом скважины 6, обуславливает концентрацию напряжений в центре дугообразной пружины и в каждом соединении между дугообразной пружинной и соответствующим торцевым кольцом 2a,b, а также приводит к результату небольшого увеличения радиуса кривизны R. Когда типичная дугообразная пружина 2s перемещается из расширенного положения Рх в суженное положение Рг, сила 8, прилагаемая колонной 7 обсадных труб или потайной обсадной колонной, обуславливает вращение двух половин поперечного сечения 9 вокруг углубления 5, тем самым выравнивая поперечное сечение типичной дугообразной пружины и уменьшая концентрацию напряжений, в центре дугообразной пружины и на каждом стыке между дугообразной пружинной и соответствующим торцевым кольцом 2a,b. Вращение 9 двух половин может даже происходить так далеко, что вывернуть поперечное сечение типичной дуги в ее центре. Это вращение 9 двух половин обуславливает уменьшение жесткости линии С2, показанной и рассмотренной выше со ссылкой на фиг. 3А и 3В.

При этом, вращение 9 двух половин, ставшее возможным благодаря углублению 5, может также уменьшить силу ввода центратора 1 в колонну обсадных труб или потайную обсадную колонну 7.

На фиг. 6А и 6В показана типичная дугообразная пружина 10s альтернативного центратора переменной жесткости в расширенном положении, согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения. Центратор может включать в себя корпус 10 и стопорную муфту 3 для соединения корпуса со скважинной трубой 4. Корпус 10 может иметь пару торцевых колец 10a,b и множество дугообразных пружин 10s, проходящих между ними. Торцевые кольца 10a,b могут соединять дугообразные пружины 10s вместе. Дугообразные пружины 10s могут располагаться вокруг корпуса 10 через равномерные интервалы, например, шесть дугообразных пружин с интервалом расположения в шестьдесят градусов. Для обеспечения потока жидкости через кольцевое пространство, образованное между скважинной трубой 4

и стволом скважины, между дугообразными пружинами 10s могут быть сформированы перепускные каналы. Каждая из дугообразных пружин 10s может быть идентичной и радиально подвижной между расширенным положением P_x (показано), суженным положением P_г (фиг. 6D) и рабочим положением P_d (фиг. 6C). Номинальный диаметр E центратора может быть наибольшим в расширенном положении P_x, наименьшим в суженном положении P_г и промежуточным в рабочем положении P_d.

Каждая из дугообразных пружин 10s в расширенном положении P_x могут иметь параболический профиль. Каждая дугообразная пружина 10s может иметь вогнуто-выпуклое изогнутое поперечное сечение и переменную ширину W. Ширина W каждой дугообразной пружины 10s может быть максимальной в каждом соединении с соответствующим торцевым кольцом 10a,b и может быть минимальной в одном или во множестве положений между торцевыми кольцами. Ширина W каждой дугообразной пружины 10s может сужаться между их соответствующей максимальной и минимальной шириной. Переменная ширина W каждой дугообразной пружины 10s может быть обусловлена поперечным сечением каждой дугообразной пружины с переменным радиусом кривизны R, который может быть выпуклым в каждом соединении с соответствующим торцевым кольцом 10a,b и вогнутым в его центре.

Для обеспечения переменной жесткости каждая дугообразная пружина 10s может быть предварительно разупрочнена углублением 5 на своей внутренней поверхности, проходящим по ее длине между торцевыми кольцами 10a,b. Каждое углубление 5 может представлять собой канавку, проходящую в соответствующей дугообразной пружине 10s, но не через нее, так что диаметр D каждой канавки может составлять 50-175% толщины T соответствующей дугообразной пружины.

Корпус 10 может удлиняться в продольном направлении при перемещении из расширенного положения P_x в любое из суженного положения P_г или рабочего положения P_d, и может сжиматься в продольном направлении при перемещении из любого из суженного положения или рабочего положения в расширенное положение. Дугообразные пружины 10s могут быть естественным образом смещены в сторону расширенного положения P_x, и номинальный диаметр E центратора в рабочем положении P_d может соответствовать диаметру участка ствола скважины 6, где будет установлен центратор. Сцепление дугообразных пружин 10s со стенкой ствола скважины 6 может перемещать скважинную трубу 4 в центральное положение внутри ствола скважины для обеспечения равномерного формирования цементной оболочки вокруг скважинной трубы в ходе операции цементирования. Корпус 10 может быть выполнен из цельного листа металла или сплава, такого как сталь (т.е. пружинная сталь), путем вырезания пазов для формирования полос для получения дугообразных пружин 10s. Корпус 10 может быть выполнен в виде трубчатой формы путем прокатки разрезанного листа и приварки торцевых колец 10a,b. Дугообразные пружины 10s могут иметь естественное смещение в сторону расширенного положения P_x и дугообразное поперечное сечение при удержании в нем в ходе термической обработки корпуса 10.

На фиг. 6C показана деформация типичной дугообразной пружины 10s в рабочем положении. На фиг. 6D показана деформация типичной дугообразной пружины 10s в суженном положении. Альтернативный центратор переменной жесткости может демонстрировать аналогичные реакции на усилие-смещение, показанной на фиг. 3A и 3B, и рассмотренной выше со ссылкой на центратор 1. Углубление 5 альтернативного центратора переменной жесткости может работать аналогичным образом для обеспечения переменной жесткости, как показано выше на фиг. 4B, 4C, 5A и 5B, и рассмотрено выше со ссылкой на центратор 1.

На фиг. 7A, 7B, 8A и 8B показан второй альтернативный центратор переменной жесткости в расширенном положении, согласно одному из вариантов осуществления настоящего изобретения. Вторым альтернативным центратором может включать в себя корпус 11 и стопорную муфту 3 (фиг. 2B) для соединения корпуса со скважинной трубой 4 (фиг. 2B). Корпус 11 может иметь пару торцевых колец 11a,b и множество дугообразных пружин 11s, проходящих между ними. Торцевые кольца 11a,b могут соединять дугообразные пружины 11s вместе. Дугообразные пружины 11s могут располагаться вокруг корпуса 11 через равномерные интервалы, например, восемь дугообразных пружин с интервалом расположения в сорок пять градусов. Для обеспечения потока жидкости через кольцевое пространство, образованное между скважинной трубой 4 и стволом скважины 6 (фиг. 2B), между дугообразными пружинами 11s могут быть сформированы перепускные каналы. Каждая из дугообразных пружин 11s может быть идентичной и радиально подвижной между расширенным положением (показано), суженным положением (не показано, см. P_г на фиг. 2B) и рабочим положением (не показано, см. P_d на фиг. 2B). Номинальный диаметр E второго альтернативного центратора может быть наибольшим в расширенном положении, наименьшим в суженном положении и промежуточным в рабочем положении.

В качестве альтернативы, любая из рассмотренных выше альтернатив для центратора 1 также может быть применена в отношении второго альтернативного центратора.

Каждая из дугообразных пружин 11s в расширенном положении могут иметь полилинейный профиль. Каждая дугообразная пружина 11s может иметь пару прямолинейных опорных участков 12b, пару переходных участков 12a, соединяющих соответствующие опорные участки с соответствующими торцевыми кольцами 11a,b, и центральный участок 12c, соединяющий упомянутые опорные участки вместе. Центральный участок 12c может иметь параболический профиль. Длина каждого опорного участка 12b может значительно превышать каждую из следующих: длину центрального участка 12c и длину каждого

переходного участка 12а, например, как минимум в два раза, превышать их длину. Каждый переходной участок 12а может иметь линейный и/или вогнутый профиль. Опорные участки 12b и центральный участок 12с каждой дугобразной пружины 12s могут иметь постоянную ширину W. Ширина W каждого переходного участка 12а может быть максимальной на каждом соединении с соответствующим торцевым кольцом 11a,b, и может быть минимальной на соединении с соответствующим опорным участком 12b. Ширина W каждого переходного участка 12а может расширяться между их соответствующей максимальной и минимальной шириной. Профиль и/или поперечное сечение каждой дугобразной пружины 11s может быть симметричным.

Опорные участки 12b и центральный участок 12с каждой дугобразной пружины 11s могут иметь выпуклое полилинейное поперечное сечение (в расширенном положении). Для обеспечения переменной жесткости каждая дугобразная пружина 11s может быть предварительно разупрочнена с помощью углубления 13 и пары элементов 14 для снятия напряжений. Углубление 13 может быть выполнено на внутренней поверхности опорных участков 12b и на центральном участке 12с и может проходить по их длине почти до переходных участков 12с. Каждый элемент для снятия напряжений 14 может проходить от соответствующего конца углубления 13 до соответствующей концевой манжеты 12a,b. Каждый элемент для снятия напряжений 14 может включать в себя прорезь 14s, образованную через соответствующий опорный участок 12b, переходный участок 12а, и отверстие 14а, образованное через соответствующий переходной участок. Каждая прорезь 14s может проходить от соответствующего конца углубления 13 вдоль соответствующего переходного участка 12а, а каждое отверстие 14а может быть выполнено рядом с соединением соответствующего переходного участка 12а и соответствующего торцевого кольца 11a,b рядом с концом соответствующей прорези 14s.

Каждое углубление 13 может представлять собой канавку, такую как V-образная канавка, проходящая в соответствующей дугобразной пружине 11s, но не через нее, так что глубина Р каждой канавки может составлять 50-90% толщины Т соответствующей дугобразной пружины. Ширина Н каждой канавки может составлять 75-350% толщины Т соответствующей дугобразной пружины. Угол 13g канавки углубления 13 может составлять в диапазоне 60-120 градусов. Поперечное сечение опорных участков 12b и центрального участка 12с каждой дугобразной пружины 11s может иметь пару прямоугольных участков 12г и центральный дугобразный участок 12n, соединяющий прямоугольные участки вместе. Углубление 13 может быть выполнено в дугобразной части 12n. Прилежащий угол 12g между прямоугольными участками 12г может находиться в диапазоне 120-175 градусов. Каждый прямоугольный участок 12г может иметь ширину, большую, чем ширина соответствующего дугобразного участка 12n.

Диаметр каждого отверстия 14а может значительно превышать ширину соответствующей прорези 14s, например, как минимум в два раза, больше ее ширины. Ширина Н каждого углубления 13 может превышать диаметр каждого отверстия 14а. Длина углубления 13 может значительно превышать длину каждого выступа 14, так что углубление проходит на большую часть длины соответствующей дугобразной пружины 11s, например, как минимум, на ее две трети или три четверти.

Корпус 11 может удлиняться в продольном направлении при перемещении из расширенного положения в любое из суженного положения или рабочего положения и может сжиматься в продольном направлении при перемещении из любого из суженного положения или рабочего положения в расширенное положение. Дугобразные пружины 11s могут быть естественным образом смещены в сторону расширенного положения, и номинальный диаметр Е второго альтернативного центриатора в рабочем положении может соответствовать диаметру участка ствола скважины 6, где будет установлен центриатор. Сцепление дугобразных пружин 11s со стенкой ствола скважины 6 может перемещать скважинную трубу 4 в центральное положение внутри ствола скважины для обеспечения равномерного формирования цементной оболочки вокруг скважинной трубы в ходе операции цементирования (не показано). Корпус 11 может быть выполнен из цельного листа металла или сплава, например, стали (т.е. пружинной стали), путем вырезания пазов для формирования полос для получения дугобразных пружин 11s. Корпус 11 может быть выполнен в виде трубчатой формы путем прокатки разрезанного листа и приварки торцевых колец 11a,b. Дугобразные пружины 11s могут иметь естественное смещение в сторону расширенного положения и полилинейное поперечное сечение при удержании в нем в ходе термической обработки корпуса 11.

Альтернативно, любая или все типичные дуги 2s, 10s, 11s могут иметь соответствующие углубления 5, 13, образованные на их внешней поверхности, а не на их внутренней поверхности. В качестве альтернативы, любая или все типичные дуги 2s, 10s, 11s могут иметь множество соответствующих углублений 5, 13 вместо только одного углубления. Множество углублений 5, 13 может проходить вдоль соответствующей дуги 2s, 10s, 11s параллельно или может сходить или расходиться при движении от каждой концевой манжеты 2a,b, 10a,b, 11a,b к центру соответствующей дуги. В качестве альтернативы, любая или все типичные дуги 2s, 10s, 11s могут иметь ряд сегментов углубления, образующих пунктирный рисунок и проходящих вдоль его поверхности вместо соответствующих (непрерывных) углублений 5, 13.

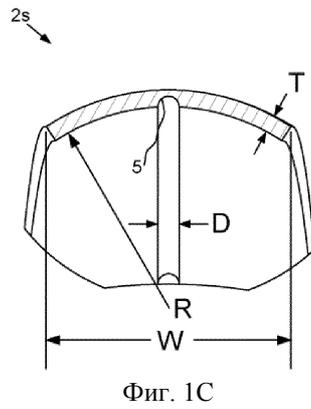
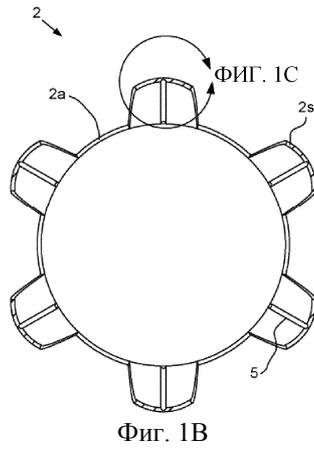
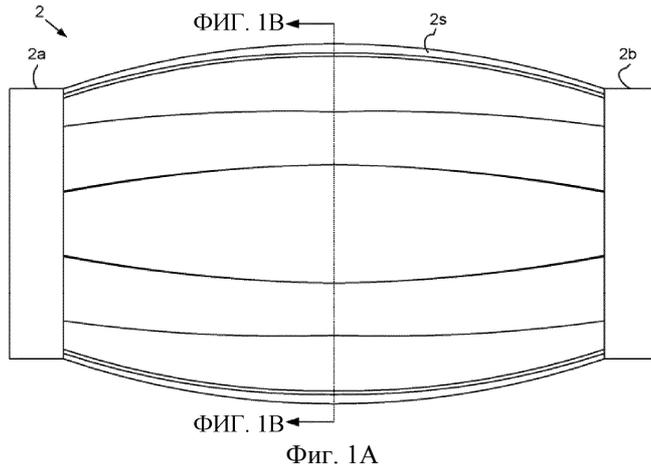
В другом варианте осуществления (не показан) третий альтернативный центриатор переменной жесткости может содержать одну или несколько дугобразных пружин 2s выпуклого поперечного сечения и одну или несколько дугобразных пружин 10s вогнуто-выпуклого поперечного сечения, так что три из

них расположены чередующимся образом вокруг его корпуса. Во всех остальных отношениях третий альтернативный центратор переменной жесткости может быть аналогичен центратору 1.

Хотя вышеизложенное относится к вариантам осуществления настоящего изобретения, рассматриваемым в описании, другие и дополнительные варианты осуществления изобретения могут быть разработаны без отступления от его сути, объем охраны изобретения определяется формулой изобретения.

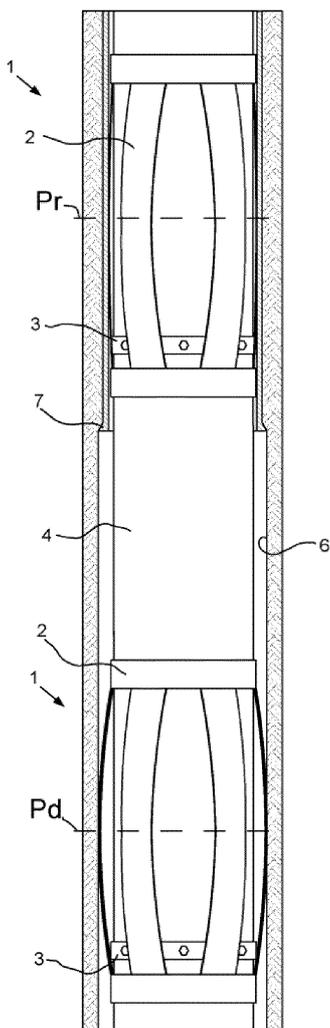
ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Центратор для применения в стволе скважины, содержащий корпус для размещения по периферии скважинной трубы, имеющий множество дугообразных пружин, смещенных в расширенное положение, и пару торцевых колец, соединяющих дугообразные пружины; и углубление или ряд сегментов углубления, выполненные несквозными на поверхности каждой дугообразной пружины и расположенные по направлению протяженности соответствующей дугообразной пружины вдоль нее, обеспечивающие уменьшение жесткости центратора, когда дугообразные пружины переходят из расширенного положения в суженное положение.
2. Центратор по п.1, отличающийся тем, что поперечное сечение каждой дугообразной пружины имеет полилинейную форму.
3. Центратор по п.2, отличающийся тем, что ширина каждой дугообразной пружины постоянна, за исключением переходных участков вблизи торцевых колец.
4. Центратор по п.2, отличающийся тем, что поперечное сечение каждой дугообразной пружины имеет пару прямоугольных участков и соединяющий их центральный дугообразный участок и все углубления или сегменты углубления образованы на соответствующих центральных дугообразных участках.
5. Центратор по п.1, отличающийся тем, что каждое углубление или сегмент углубления представляет собой канавку.
6. Центратор по п.5, отличающийся тем, что глубина каждой канавки составляет 50-90% толщины соответствующей дугообразной пружины.
7. Центратор по п.5, отличающийся тем, что ширина каждой канавки составляет 75-350% толщины T соответствующей дугообразной пружины.
8. Центратор по п.5, дополнительно содержащий пару элементов для снятия напряжений, выполненных сквозь каждую дугообразную пружину, причем каждый элемент для снятия напряжений проходит от соответствующего конца соответствующей канавки до соответствующего торцевого кольца.
9. Центратор по п.1, отличающийся тем, что каждое углубление или сегмент углубления расположен в центре соответствующей дугообразной пружины.
10. Центратор по п.1, отличающийся тем, что каждое углубление или сегмент углубления образован на внутренней поверхности соответствующей дугообразной пружины.
11. Центратор по п.1, отличающийся тем, что дугообразные пружины выполнены также с возможностью перехода в промежуточное рабочее положение, центратор характеризуется первой жесткостью между расширенным и рабочим положениями и второй жесткостью между рабочим и суженным положениями, при этом вторая жесткость значительно меньше первой жесткости.
12. Центратор по п.11, отличающийся тем, что вторая жесткость меньше или равна 80% первой жесткости.
13. Центратор по п.1, отличающийся тем, что корпус выполнен из стали.
14. Центратор по п.1, отличающийся тем, что поперечное сечение каждой дуговой пружины (11s), выполненное поперек ее длины, выпуклое.
15. Способ размещения скважинной трубы в стволе скважины, включающий сборку центратора по п.1 со скважинной трубой и опускание скважинной трубы через сужение проходного сечения в стволе скважины.

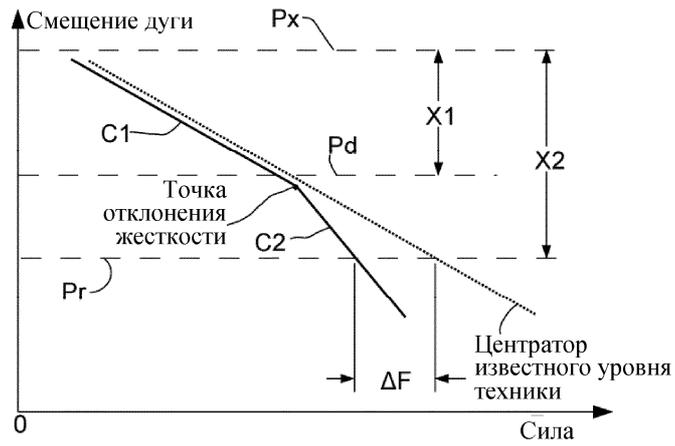




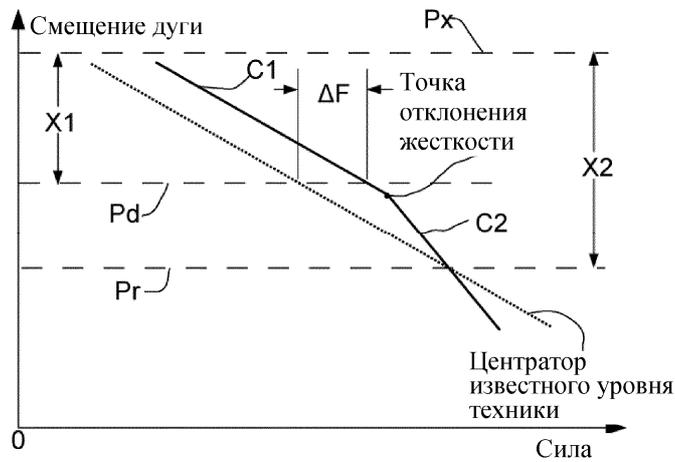
Фиг. 2А



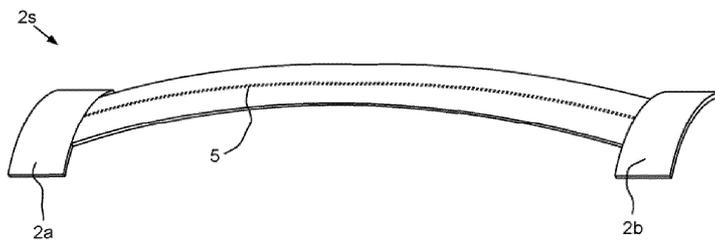
Фиг. 2В



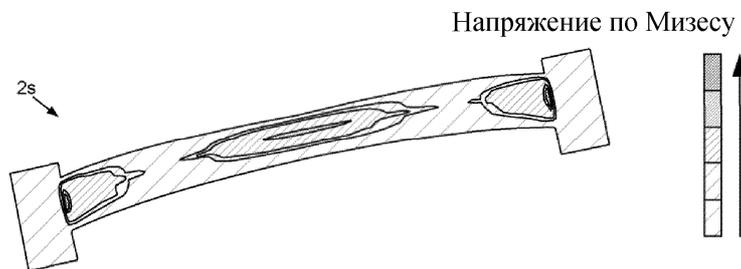
Фиг. 3А



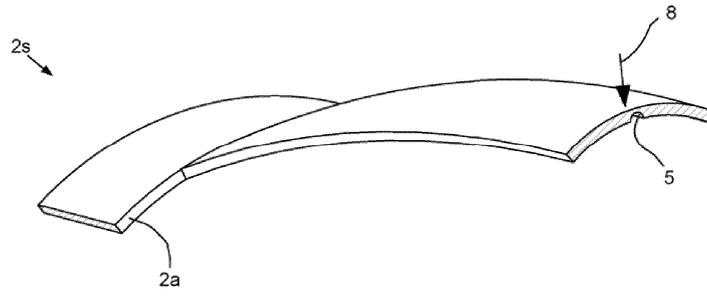
Фиг. 3В



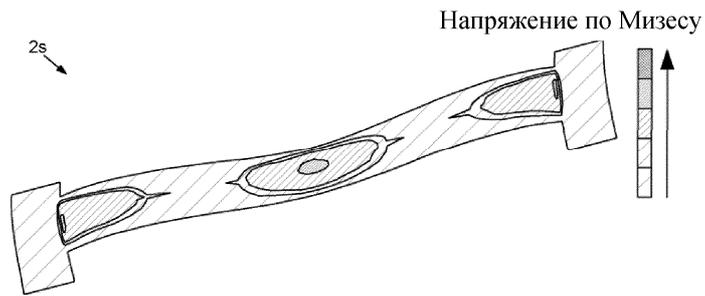
Фиг. 4А



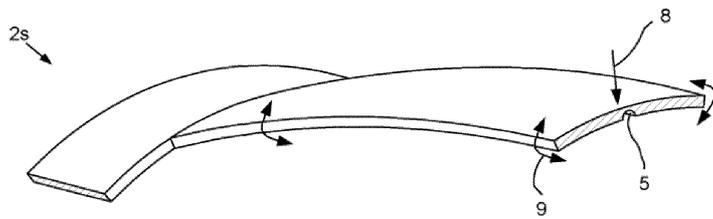
Фиг. 4В



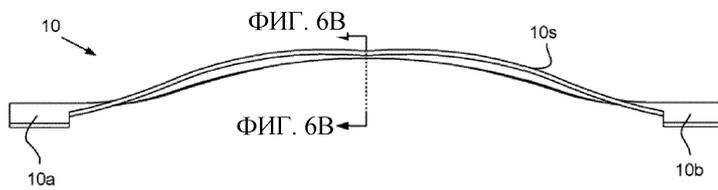
Фиг. 4С



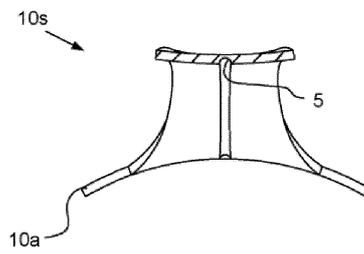
Фиг. 5А



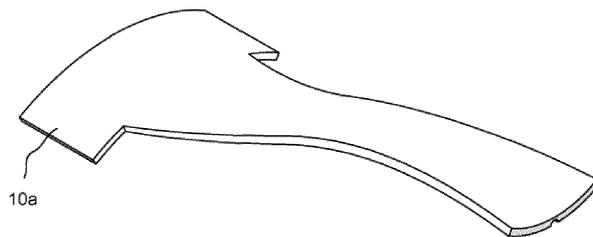
Фиг. 5В



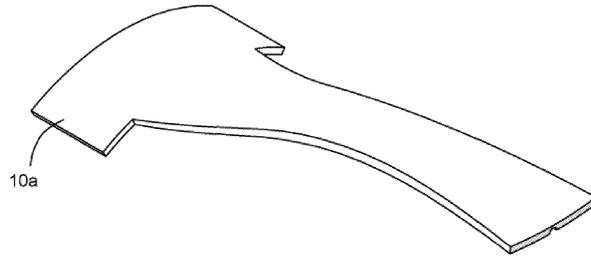
Фиг. 6А



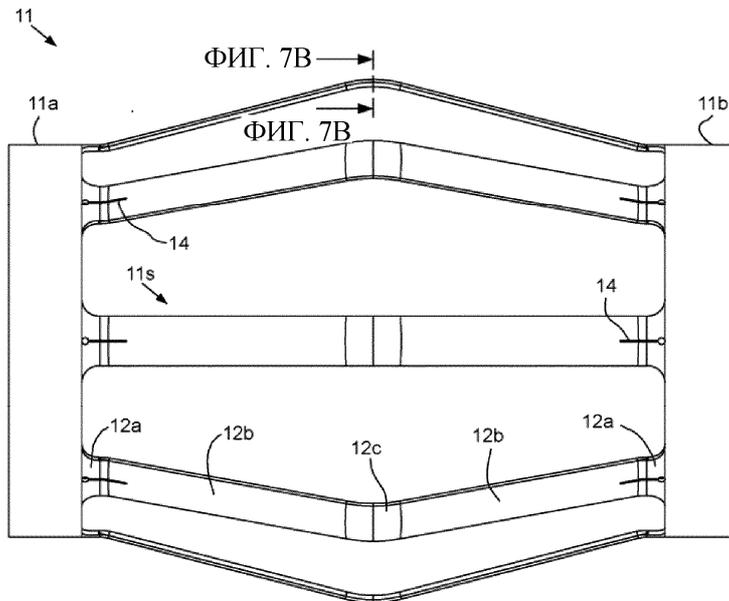
Фиг. 6В



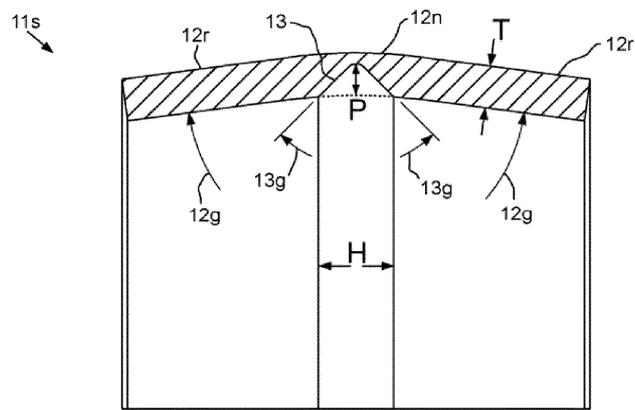
Фиг. 6С



Фиг. 6D



Фиг. 7А



Фиг. 7В

