

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202490892** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2024.05.29

(51) Int. Cl. **F16L 15/04** (2006.01)
C23C 26/00 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2022.10.13

(54) **МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ ТРУБА ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ**

(31) **2021-169258**

(32) **2021.10.15**

(33) **JP**

(86) **PCT/JP2022/038194**

(87) **WO 2023/063385 2023.04.20**

(71) Заявитель:

**НИПОН СТИЛ КОРПОРЕЙШН
(JP); ВАЛЛУРЕК ОЙЛ ЭНД ГАЗ
ФРАНС (FR)**

(72) Изобретатель:

**Абе Томока, Мацумото Кейзи, Огиаи
Мамори, Иваки Юити (JP)**

(74) Представитель:

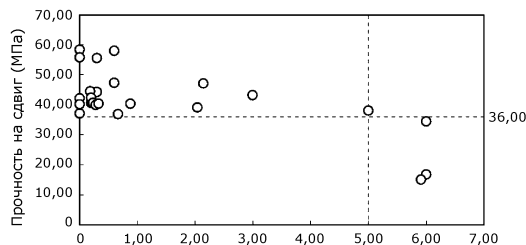
**Забгаева У.Г., Давыдова Е.Л.,
Мурашев П.М. (RU)**

(57) Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению отличается высокой прочностью на сдвиг. Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит полимерное покрытие (100) на или над по меньшей мере одной поверхностью из контактной поверхности (400) ниппеля и контактной поверхности (500) муфты. Полимерное покрытие (100) содержит полимер в количестве от 50,0 до 99,5 мас.%; воск в количестве от 0 до 10,0 мас.%, присадку на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 мас.%, графит в количестве от 0 до 10,0 мас.%, антикоррозионный пигмент в количестве от 0 до 30,0 мас.%, красящий пигмент в количестве от 0 до 10,0 мас.%, связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 мас.% и один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 мас.% и TiO₂ в количестве от 0.5 до 30,0 мас.%; и соответствует формуле (1)

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5,00,$$

(1)

причем W представляет собой содержание воска, мас.%; F - содержание присадки на основе фтора, мас.%; G - содержание графита мас.%; M - содержание порошка гидроксида силиката магния, мас.%; T - содержание TiO₂, мас.%.



A1

202490892

202490892

A1

МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ ТРУБА ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

[0001] Настоящее изобретение относится к металлической трубе, в частности, к металлической трубе для нефтяной скважины.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

[0002] Металлическую трубу для нефтяной скважины используют для бурения на месторождениях нефти и природного газа (далее совместно именуемых «нефтяные скважины»). Металлическая труба для нефтяной скважины содержит резьбовые соединения. В частности, на площадке для бурения нефтяной скважины, в соответствии с глубиной нефтяной скважины, несколько металлических труб для нефтяной скважины соединяют для образования сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента, типичным примером которого может служить обсадная труба или насосно-компрессорная труба. Сборка трубных изделий нефтепромыслового сортамента сформирована путем свинчивания металлических труб для нефтяной скважины друг с другом. Иногда на сборках трубных изделий нефтепромыслового сортамента проводят инспекции. При проведении инспекции сборку трубных изделий нефтепромыслового сортамента поднимают и развинчивают. Затем металлические трубы для нефтяной скважины отсоединяют от сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента посредством развинчивания и проводят инспекцию. После инспекции резьбовые соединения металлических труб для нефтяной скважины снова скрепляют друг с другом, и металлические трубы для нефтяной скважины повторно используют как часть сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента.

[0003] Металлическая труба для нефтяной скважины содержит ниппель и муфту. Ниппель содержит контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности концевой части металлической трубы для нефтяной скважины. Муфта содержит контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой, выполненную на внутренней периферийной поверхности концевой части металлической трубы для нефтяной скважины. В данном описании часть с наружной резьбой и часть с внутренней резьбой могут совместно именоваться «части с резьбой». Следует учитывать, что в некоторых случаях контактная поверхность ниппеля также может содержать металлическую контактную часть без

резьбы, содержащую уплотнительную поверхность ниппеля и упорную поверхность ниппеля. Аналогично в некоторых случаях контактная поверхность муфты также может содержать металлическую контактную часть без резьбы, содержащую уплотнительную поверхность муфты и упорную поверхность муфты.

[0004] Контактная поверхность ниппеля и контактная поверхность муфты неоднократно испытывают сильное трение при свинчивании и развинчивании металлической трубы для нефтяной скважины. Соответственно, во время повторного свинчивания и развинчивания произойдет образование задиров (неустраняемых задиров) на контактных поверхностях ниппеля и муфты. Соответственно, металлическая труба для нефтяной скважины должна иметь достаточную устойчивость к трению, т.е. иметь отличную стойкость к образованию задиров.

[0005] До настоящего времени для повышения стойкости металлических труб для нефтяной скважины к образованию задиров использовались компаундные консистентные смазки с содержанием порошка тяжелого металла, называемые «присадками». Нанесение компаундной консистентной смазки на контактную поверхность ниппеля и/или муфты может повысить стойкость металлической трубы для нефтяной скважины к образованию задиров. Тем не менее, порошок тяжелых металлов, таких как Pb, Zn и Cu, содержащийся в компаундных консистентных смазках, может влиять на окружающую среду. Поэтому необходима разработка металлической трубы для нефтяной скважины, обладающей отличной стойкостью к образованию задиров даже без применения компаундной консистентной смазки.

[0006] Технология повышения стойкости металлической трубы для нефтяной скважины к образованию задиров предложена, например, в публикации патентной заявки Японии № 2003-021278 (патентный документ 1) и публикации международной заявки № WO2006/104251 (патентный документ 2).

[0007] Металлическая труба для нефтяной скважины, раскрытая в патентном документе 1, содержит резьбовое соединение для труб, состоящее из ниппеля и муфты, каждый из которых имеет контактную поверхность, содержащую часть с резьбой и металлическую контактную часть без резьбы. Кроме того, металлическая труба для нефтяной скважины имеет твердосмазывающее покрытие, состоящее из твердой смазки и связующего, на контактной поверхности, по меньшей мере, одного из ниппеля и муфты. Кроме того, в поперечном сечении в направлении толщины твердосмазывающего покрытия доля вторичных частиц твердой смазки с эквивалентным диаметром от 15 до 60 мкм составляет

от 5 до 90 %. Согласно патентному документу 1 таким образом получают металлическую трубу для нефтяной скважины, способную стабильно обеспечивать стойкость к образованию задиров и герметичность без применения компаундной консистентной смазки.

[0008] Металлическая труба для нефтяной скважины, раскрытая в патентном документе 2, содержит резьбовое соединение для труб, состоящее из ниппеля и муфты, каждый из которых имеет контактную поверхность, содержащую часть с резьбой и металлическую контактную часть без резьбы. Кроме того, контактная поверхность по меньшей мере одного из ниппеля и муфты имеет вязкожидкое или полутвердое смазывающее покрытие и сухое твердое покрытие, сформированное на смазывающем покрытии. Согласно патентному документу 2 таким образом получают металлическую трубу для нефтяной скважины, предотвращающую возникновение ржавчины и отличающуюся высокой стойкостью к образованию задиров и герметичностью без использования компаундной консистентной смазки.

СПИСОК ПРОЦИТИРОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

ПАТЕНТНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

[0009]

Патентный документ 1: Публикация патентной заявки Японии № 2003-021278

Патентный документ 2: Публикация международной заявки № WO2006/104251

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА

[0010] В связи с этим при бурении нефтяных и газовых скважин обычно вертикальный ствол скважины бурят вертикально, и наклонный ствол скважины бурят с наклоном. С другой стороны, горизонтальное бурение доступно как один из способов бурения на нефть и природный газ. Под «горизонтальным бурением» понимают способ, в котором нефтяную скважину, для которой выполнено вертикальное бурение, постепенно криволинейно переводят в горизонтальное направление и в конечном итоге бурят в горизонтальном направлении вдоль месторождения нефти или природного газа. По сравнению с обычным вертикальным или наклонным стволом скважины, горизонтальная скважина может контактировать с большим объемом месторождения нефти или природного газа, что позволяет увеличить объем добычи нефти или природного газа на

единицу диаметра скважины. В последнее время для добычи нефти и природного газа чаще применяют горизонтальное бурение. Соответственно, существует потребность в металлической трубе для нефтяной скважины, которую также можно использовать для горизонтального бурения.

[0011] При горизонтальном бурении трубные изделия нефтепромыслового сортамента изгибаются при изменении направления бурения с вертикального на горизонтальное. В случае горизонтального бурения бурение осуществляют в направлении глубокой части месторождения нефти или природного газа с одновременным изгибанием и вращением сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента в окружном направлении. Поэтому, в частности на изогнутом участке сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента к резьбовым соединениям прилагают крутящий момент, сопровождающий изгиб и вращение в окружном направлении сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента. Если крутящий момент прилагают с высокой нагрузкой, возможно развинчивание металлических труб для нефтяной скважины. Если бурение выполняют в вертикальном направлении, крутящий момент в окружном направлении металлических труб для нефтяной скважины прилагают в основном к металлическим трубам для нефтяной скважины. Тем не менее, в случае горизонтального бурения, помимо крутящего момента в окружном направлении металлических труб для нефтяной скважины, на металлические трубы для нефтяной скважины также воздействует крутящий момент, обусловленный изгибанием металлических труб для нефтяной скважины. Поэтому, по сравнению с бурением в вертикальном направлении, в случае горизонтального бурения на металлические трубы для нефтяной скважины воздействует дополнительный чрезмерный крутящий момент. Поэтому металлические трубы для нефтяной скважины в большей степени подвержены развинчиванию.

[0012] Таким образом, если металлическую трубу для нефтяной скважины можно будет свинтить с увеличенным крутящим моментом по сравнению с применявшимся до сих пор, то развинчивание резьбового соединения будет затруднено. Следовательно, развинчивание резьбового соединения на изогнутом участке сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента во время горизонтального бурения будет затруднено.

[0013] Задачей настоящего изобретения является разработка металлической трубы для нефтяной скважины, характеризующейся высокой прочностью на сдвиг.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ

[0014] Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть,

при этом

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой; и

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой;

металлическая труба для нефтяной скважины дополнительно содержит:

полимерное покрытие на или над по меньшей мере одной поверхностью из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;

полимерное покрытие содержит:

полимер в количестве от 50,0 до 99,5 масс.%,

воск в количестве от 0 до 10,0 масс. %,

присадку на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 масс. %,

графит в количестве от 0 до 10,0 масс. %,

антикоррозионный пигмент в количестве от 0 до 30,0 масс. %,

красящий пигмент в количестве от 0 до 10,0 масс. %,

связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 масс. %, и

один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 масс. % и TiO_2 в количестве от 0,5 до 30,0 масс.%;

и соответствует формуле (1)

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, \quad (1)$$

причем в формуле (1) W представляет собой содержание воска в масс. %, F - содержание присадки на основе фтора в масс. %, G - содержание графита в масс. %, M - содержание порошка гидроксида силиката магния в масс. %, T - содержание TiO_2 в масс. %.

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕЗУЛЬТАТ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0015] Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению отличается высокой прочностью на сдвиг.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

[0016] На ФИГ. 1 изображена взаимосвязь между коэффициентом трения полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести.

На ФИГ. 2 изображена взаимосвязь между прочностью на сдвиг полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести.

На ФИГ. 3 изображена взаимосвязь между $F1 (= (W+F+G)/(M+T))$ и прочностью на сдвиг полимерного покрытия.

На ФИГ. 4 изображена структурная схема одного из примеров металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 5 изображен частичный вид в разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению оси соединительной муфты металлической трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 4.

На ФИГ. 6 изображено сечение, параллельное направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на ФИГ. 5, иллюстрирующее часть вблизи ниппеля металлической трубы для нефтяной скважины.

На ФИГ. 7 изображено сечение, параллельное направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на ФИГ. 5, иллюстрирующее часть вблизи муфты металлической трубы для нефтяной скважины.

На ФИГ. 8 изображен пример металлической трубы для нефтяной скважины, в котором ниппель содержит часть с наружной резьбой, но не содержит уплотнительную поверхность ниппеля и упорную поверхность ниппеля, и муфта содержит часть с внутренней резьбой, но не содержит уплотнительную поверхность муфты и упорную поверхность муфты.

На ФИГ. 9 изображена структурная схема, иллюстрирующая интегральный тип металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 10 изображен увеличенный вид контактной поверхности ниппеля, изображенной на ФИГ. 6.

На ФИГ. 11 изображен увеличенный вид контактной поверхности муфты, изображенной на ФИГ. 7.

РАСКРЫТИЕ ПРИМЕРОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0017] Ниже настоящее изобретение будет подробно раскрыто со ссылками на прилагаемые чертежи. На чертежах будут использоваться одинаковые ссылочные обозначения для одних и тех же или сходных деталей, и их описание не будет повторяться.

[0018] Во-первых, авторы настоящего изобретения выполнили исследования металлической трубы для нефтяной скважины, которая может быть использована в качестве трубного изделия нефтепромыслового сортамента для горизонтального бурения и свинчена с большим крутящим моментом, чем обычная металлическая труба для нефтяной скважины. В результате авторы настоящего изобретения пришли к следующим выводам.

[0019] Как указано выше, сборку трубных изделий нефтепромыслового сортамента получают путем свинчивания резьбовых соединений металлических труб для нефтяной скважины друг с другом. При свинчивании резьбовых соединений крутящий момент увеличивается в зависимости от количества оборотов. В частности, на последнем этапе свинчивания крутящий момент быстро возрастает. С другой стороны, если крутящий момент при свинчивании становится слишком большим, в некоторых случаях металлическая труба для нефтяной скважины выходит из зацепления. В настоящем описании крутящий момент в момент времени, в который металлические трубы для нефтяной скважины выходят из зацепления, также называют «крутящим моментом на пределе текучести». Чем выше крутящий момент на пределе текучести, тем выше крутящий момент, которым может быть свинчена металлическая труба для нефтяной скважины. Иными словами, крутящий момент на пределе текучести можно использовать в качестве показателя возможности свинчивания металлической трубы для нефтяной скважины с высоким крутящим моментом.

[0020] В уровне техники в качестве средства увеличения крутящего момента затяжки металлической трубы для нефтяной скважины был предложен способ, увеличивающий коэффициент трения полимерного покрытия, сформированного на металлической трубе для нефтяной скважины. Если при свинчивании металлических труб для нефтяной скважины полимерные покрытия, каждое из которых имеет высокий коэффициент трения, соприкасаются и скользят друг относительно друга, ожидается, что крутящий момент при

свинчивании будет возрастать. Таким образом, увеличивая коэффициент трения полимерного покрытия, можно увеличить крутящий момент на пределе текучести. Таким образом, авторы настоящего изобретения добавили порошок гидроксида силиката магния, представляющий собой твердый порошок, и/или TiO_2 в полимерное покрытие, отрегулировали коэффициент трения полимерного покрытия и исследовали взаимосвязь между коэффициентом трения и крутящим моментом на пределе текучести.

[0021] На ФИГ. 1 изображена взаимосвязь между коэффициентом трения полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести. Абсцисса на ФИГ. 1 отражает коэффициент трения (μ) полимерного покрытия. Ордината на ФИГ. 1 отражает крутящий момент на пределе текучести (фунт силы-фут) в случае свинчивания металлической трубы для нефтяной скважины, на которой было сформировано полимерное покрытие. Как показано на ФИГ. 1, коэффициент R^2 корреляции между коэффициентом трения полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести составил 0,144. Исходя из этого, положительная корреляция между коэффициентом трения полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести практически отсутствует. Таким образом, вопреки ожиданиям авторов настоящего изобретения было обнаружено, что корреляция между коэффициентом трения и крутящим моментом на пределе текучести слаба. Подводя итог, результат исследования, выполненного авторами настоящего изобретения, показал, что крутящий момент на пределе текучести не может быть эффективно увеличен путем простого увеличения коэффициента трения полимерного покрытия.

[0022] Поэтому авторы настоящего изобретения выполнили дополнительные исследования в отношении металлической трубы для нефтяной скважины, допускающей свинчивание с высоким крутящим моментом. В первую очередь авторы настоящего изобретения сконцентрировали свое внимание на поведении полимерного покрытия на последнем этапе свинчивания. На последнем этапе свинчивания полимерные покрытия вступают в контакт друг с другом под высоким давлением между поверхностями и скользят друг относительно друга. Авторы настоящего изобретения сочли, что в это время на каждое полимерное покрытие действует сила, оказывающая скользящее срезание (сдвигающая сила) контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты. Если на полимерное покрытие действует сдвигающая сила, превышающая прочность полимерного покрытия на сдвиг, полимерное покрытие будет разрушено. В результате существует вероятность того, что металлическая труба для нефтяной скважины может

выйти из зацепления.

[0023] Иными словами, авторы настоящего изобретения сочли, что увеличение прочности на сдвиг полимерного покрытия может привести к увеличению крутящего момента на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины. Поэтому авторы настоящего изобретения подробно изучили связь между прочностью на сдвиг полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины. На ФИГ. 2 изображена взаимосвязь между прочностью на сдвиг полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести. Абсцисса на ФИГ. 2 отражает прочность на сдвиг (МПа) полимерного покрытия. Ордината на ФИГ. 2 отражает крутящий момент на пределе текучести (фунт силы-фут) в случае свинчивания металлической трубы для нефтяной скважины, на которой было сформировано полимерное покрытие.

[0024] Как показано на ФИГ. 2, коэффициент R^2 корреляции между прочностью на сдвиг полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести составил 0,874. Исходя из этого, имеет место существенная положительная корреляция между прочностью на сдвиг полимерного покрытия и крутящим моментом на пределе текучести. Таким образом, детальные исследования, выполненные авторами настоящего изобретения, показали, что увеличение прочности на сдвиг полимерного покрытия приводит к эффективному увеличению крутящего момента на пределе текучести металлической трубы для нефтяной скважины.

[0025] Далее, авторы настоящего изобретения исследовали способ увеличения прочности на сдвиг полимерного покрытия. В результате авторы настоящего изобретения обнаружили, что введение в состав порошка гидроксида силиката магния в виде твердого порошка и/или TiO_2 может привести к увеличению прочности на сдвиг полимерного покрытия. Поэтому авторы настоящего изобретения подробно исследовали прочность на сдвиг полимерного покрытия, содержащего порошок гидроксида силиката магния и/или TiO_2 .

[0026] В первую очередь авторы настоящего изобретения сосредоточили свое внимание на компонентах, содержащихся в полимерном покрытии, и исследовали средства увеличения прочности на сдвиг. В результате авторы настоящего изобретения решили, что, если полимерное покрытие содержит полимер в количестве от 50,0 до 99,5 масс. %; воск в количестве от 0 до 10,0 масс. %, присадку на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 масс. %, графит в количестве от 0 до 10,0 масс. %, антикоррозионный пигмент в

количестве от 0 до 30,0 масс. %, красящий пигмент в количестве от 0 до 10,0 масс. %, связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 масс. % и один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 масс. % и/или TiO_2 в количестве от 0,5 до 30,0 масс. %, существует возможность увеличить прочность на сдвиг. Результаты детальных исследований, выполненных авторами настоящего изобретения, также показали, что если полимерное покрытие содержит вышеупомянутые компоненты, прочность полимерного покрытия на сдвиг увеличивается, если состав полимерного покрытия удовлетворяет следующей формуле (1):

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, \quad (1)$$

причем в формуле (1) W представляет собой содержание воска в масс. %, F - содержание присадки на основе фтора в масс. %, G - содержание графита в масс. %, M - содержание порошка гидроксида силиката магния в масс. %, T - содержание TiO_2 в масс. %.

[0027] В настоящем описании $F1 = (W+F+G)/(M+T)$. На ФИГ. 3 изображена взаимосвязь между F1 для полимерного покрытия и прочностью на сдвиг полимерного покрытия. На ФИГ. 3 изображена выдержка из части результатов примеров, которые будут раскрыты ниже. Абсцисса на ФИГ. 3 отражает F1. Ордината на ФИГ. 3 отражает прочность на сдвиг (МПа) полимерного покрытия. Как показано на ФИГ. 3, если F1 составляет 5,00 и менее, прочность на сдвиг полимерного покрытия становится равной 36,00 МПа и более. Что касается причины этого, то, хотя подробности не были выяснены, авторы настоящего изобретения предполагают следующее.

[0028] В полимерном покрытии, имеющем вышеупомянутую композицию, гидроксид силиката магния представляет собой частицу с высокой прочностью на сдвиг в кристаллах. Кроме того, в полимерном покрытии, имеющем вышеупомянутую композицию, TiO_2 представляет собой твердую частицу. Если эти компоненты содержатся в большом количестве в полимерном покрытии, то при воздействии на полимерное покрытие сдвигающей силы сами частицы сопротивляются сдвигу и препятствуют возникновению сдвигового разрушения полимерного покрытия. То есть считается, что чем выше содержание порошка гидроксида силиката магния и TiO_2 , тем выше прочность на сдвиг полимерного покрытия. Напротив, воск, присадка с содержанием фтора и графит снижают твердость полимерного покрытия. Поэтому считается, что чем выше содержание воска, присадки на основе фтора и графита, тем ниже прочность на сдвиг полимерного

покрытия. Таким образом, авторы настоящего изобретения предполагают, что прочность на сдвиг увеличивается, если отношение общего содержания воска, присадки на основе фтора и графита к общему содержанию порошка гидроксида силиката магния и TiO_2 будет небольшим.

[0029] Таким образом, в отличие от известных результатов обнаружено, что крутящий момент на пределе текучести не может быть эффективно увеличен простым увеличением коэффициента трения полимерного покрытия и что крутящий момент на пределе текучести эффективно увеличивается только после увеличения прочности на сдвиг полимерного покрытия. Кроме того, было обнаружено, что прочность на сдвиг полимерного покрытия увеличивается только тогда, когда содержание компонентов в полимерном покрытии удовлетворяет формуле (1). Увеличение прочности на сдвиг полимерного покрытия для увеличения крутящего момента на пределе текучести позволяет получить металлическую трубу для нефтяной скважины, пригодную в том числе для горизонтального бурения. Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению выполнена на основе вышеуказанных результатов и имеет следующую конструкцию.

[0030] 1. Металлическая труба для нефтяной скважины, содержащая:

основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть,

при этом

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой; и

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой;

металлическая труба для нефтяной скважины дополнительно содержит:

полимерное покрытие на или над по меньшей мере одной поверхностью из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;

полимерное покрытие содержит:

полимер в количестве от 50,0 до 99,5 масс.%,

воск в количестве от 0 до 10,0 масс. %,

присадку на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 масс. %,
графит в количестве от 0 до 10,0 масс. %,
антикоррозионный пигмент в количестве от 0 до 30,0 масс. %,
красящий пигмент в количестве от 0 до 10,0 масс. %,
связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 масс. %, и
один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей порошок гидроксида
силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 масс. % и TiO_2 в количестве от 0,5 до 30,0
масс. %;

и соответствует формуле (1):

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, \quad (1)$$

причем в формуле (1) W представляет собой содержание воска в масс. %, F -
содержание присадки на основе фтора в масс. %, G - содержание графита в масс. %, M -
содержание порошка гидроксида силиката магния в масс. %, T - содержание TiO_2 в
масс. %.

[0031] 2. Металлическая труба для нефтяной скважины по п. 1, в которой:

полимер представляет собой один тип или два типа, выбранных из группы,
содержащей эпоксидную смолу и/или уретановую смолу.

[0032] 3. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.п. 1 или 2, в которой:

контактная поверхность ниппеля дополнительно содержит уплотнительную
поверхность ниппеля и упорную поверхность ниппеля, и

контактная поверхность муфты дополнительно содержит уплотнительную
поверхность муфты и упорную поверхность муфты.

[0033] Далее будет подробно раскрыта металлическая труба для нефтяной скважины
согласно настоящему изобретению.

[0034] Конструкция металлической трубы для нефтяной скважины

Сначала будет раскрыта конструкция металлической трубы для нефтяной скважины
согласно настоящему изобретению. Металлическая труба для нефтяной скважины имеет
общеизвестную конструкцию. Доступными типами металлических труб для нефтяной
скважины являются металлическая труба для нефтяной скважины с резьбой и
соединительной муфтой и металлическая труба для нефтяной скважины интегрального
типа. Ниже будет подробно раскрыт каждый тип металлической трубы для нефтяной
скважины.

[0035] Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой

На ФИГ. 4 изображена структурная схема, иллюстрирующая один пример металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. На ФИГ. 4 изображена структурная схема, иллюстрирующая металлическую трубу 1 для нефтяной скважины, относящуюся к так называемому типу с резьбой и соединительной муфтой. Как показано на ФИГ. 4, металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит основной корпус 10 трубы.

[0036] Основной корпус 10 трубы ориентирован в направлении оси трубы. Поперечное сечение, перпендикулярное направлению оси трубы основного корпуса 10 трубы, имеет круглую форму. Основной корпус 10 трубы содержит первую концевую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Первая концевая часть 10А является концевой частью на стороне, противоположной второй концевой части 10В. В металлической трубе 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, изображенной на ФИГ. 4, основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Соединительная муфта 12 присоединена к одному концу трубчатого корпуса 11 ниппеля. В частности, соединительная муфта 12 навинчена на резьбу на одном конце трубчатого корпуса 11 ниппеля.

[0037] На ФИГ. 5 изображен частичный вид в разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению оси трубы соединительной муфты 12 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на ФИГ. 4. Как показано на ФИГ. 4 и ФИГ. 5, основной корпус 10 трубы содержит ниппель 40 и муфту 50. Ниппель 40 сформирован на первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 вставляют в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины (не показана) и ввинчивают в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины.

[0038] Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины вставляют в муфту 50, и муфту 50 навинчивают на ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины.

[0039] Конструкция ниппеля 40

На ФИГ. 6 изображено сечение части вблизи ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на ФИГ. 5, а именно сечение параллельно направлению оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на

ФИГ. 6 обозначает конструкцию муфты 50 другой металлической трубы для нефтяной скважины в случае свинчивания металлической трубы 1 для нефтяной скважины с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины. Как показано на ФИГ. 6, ниппель 40 содержит контактную поверхность 400 ниппеля на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины контактную поверхность 400 ниппеля вворачивают в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, и она контактирует с контактной поверхностью 500 (будет раскрыта ниже) муфты 50.

[0040] Контактная поверхность 400 ниппеля содержит по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой, сформированную на наружной периферийной поверхности первой концевой части 10А. Контактная поверхность 400 ниппеля может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля. На ФИГ. 6 упорная поверхность 43 ниппеля расположена на передней торцевой поверхности первой концевой части 10А и на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А, уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена дальше на передней торцевой стороне первой концевой части 10А, чем часть 41 с наружной резьбой. Другими словами, уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена между частью 41 с наружной резьбой и упорной поверхностью 43 ниппеля. Уплотнительная поверхность 42 ниппеля имеет конусную форму. В частности, наружный диаметр уплотнительной поверхности 42 ниппеля постепенно уменьшается от части 41 с наружной резьбой к упорной поверхности 43 ниппеля в продольном направлении (направление оси трубы) первой концевой части 10А.

[0041] При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 вставляют в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты. Следовательно, когда ниппель 40 продолжают ввинчивать в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты. За счет этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты, тем самым формируя уплотнение, основанное

на непосредственном контакте металлов. Таким образом можно повысить газонепроницаемость в каждой металлической трубе 1 для нефтяной скважины, свинчиваемой с другой трубой.

[0042] На ФИГ. 6 упорная поверхность 43 ниппеля расположена на передней концевой поверхности первой концевой части 10А. Другими словами, в ниппеле 40, изображенном на ФИГ. 6, часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и упорная поверхность 43 ниппеля последовательно расположены в указанном порядке от центра основного корпуса 10 трубы по направлению к первой концевой части 10А. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины упорная поверхность 43 ниппеля расположена напротив упорной поверхности 53 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины и контактирует с ней. Точнее говоря, во время свинчивания упорная поверхность 43 ниппеля вступает в контакт с упорной поверхностью 53 муфты в результате введения ниппеля 40 в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Это позволяет получить высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в положении свинчивания.

[0043] Следует учитывать, что контактная поверхность 400 ниппеля 40 содержит по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. Другими словами, контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля. Контактная поверхность 400 ниппеля может содержать часть 41 с наружной резьбой и упорную поверхность 43 ниппеля и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля. Контактная поверхность 400 ниппеля может содержать часть 41 с наружной резьбой и уплотнительную поверхность 42 ниппеля и не обязательно содержит упорную поверхность 43 ниппеля.

[0044] Конструкция муфты 50

На ФИГ. 7 изображено сечение части вблизи муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на ФИГ. 5, а именно сечение параллельно направлению оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на ФИГ. 7 обозначает конструкцию ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины в случае свинчивания металлической трубы 1 для нефтяной скважины с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины. Как показано на ФИГ. 7, муфта 50 содержит контактную поверхность 500 муфты на внутренней периферийной поверхности

второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины контактная поверхность 500 муфты вступает в контакт с контактной поверхностью 400 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, когда ниппель 40 вворачивают в муфту 50.

[0045] Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой, сформированную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В. При свинчивании часть 51 с внутренней резьбой контактирует с частью 41 с наружной резьбой ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины.

[0046] Контактная поверхность 500 муфты может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. На ФИГ. 7 на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В уплотнительная поверхность 52 муфты расположена дальше на стороне основного корпуса 10 трубы, чем часть 51 с внутренней резьбой. Другими словами, уплотнительная поверхность 52 муфты расположена между частью 51 с внутренней резьбой и упорной поверхностью 53 муфты. Уплотнительная поверхность 52 муфты имеет конусную форму. В частности, внутренний диаметр уплотнительной поверхности 52 муфты постепенно уменьшается от части 51 с внутренней резьбой к упорной поверхности 53 муфты в продольном направлении (направлении оси трубы) второй концевой части 10В.

[0047] При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины вворачивают в муфту 50, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, а когда ниппель 40 продолжают вворачивать, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля. За счет этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, тем самым формируя уплотнение, основанное на непосредственном контакте металлов. Таким образом можно повысить газонепроницаемость в каждой металлической трубе 1 для нефтяной скважины, свинчиваемой с другой трубой.

[0048] Упорная поверхность 53 муфты расположена дальше на стороне основного корпуса 10 трубы, чем уплотнительная поверхность 52 муфты. Другими словами, в муфте 50 упорная поверхность 53 муфты, уплотнительная поверхность 52 муфты и часть 51 с внутренней резьбой расположены последовательно в порядке от центра основного корпуса 10 трубы к переднему торцу второй концевой части 10В. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины упорная поверхность 53 муфты расположена напротив упорной поверхности 43 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины и контактирует с ней. Точнее говоря, во время свинчивания упорная поверхность 53 муфты вступает в контакт с упорной поверхностью 43 ниппеля в результате введения ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины в муфту 50. Это позволяет получить высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в положении свинчивания.

[0049] Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой. При свинчивании часть 51 с внутренней резьбой контактной поверхности 500 муфты 50 контактирует с частью 41 с наружной резьбой контактной поверхности 400 ниппеля 40 таким образом, что часть 51 с внутренней резьбой соответствует части 41 с наружной резьбой. Уплотнительная поверхность 52 муфты контактирует с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля таким образом, что уплотнительная поверхность 52 муфты соответствует уплотнительной поверхности 42 ниппеля. Упорная поверхность 53 муфты контактирует с упорной поверхностью 43 ниппеля таким образом, что упорная поверхность 53 муфты соответствует упорной поверхности 43 ниппеля.

[0050] Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и упорную поверхность 43 ниппеля и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и упорную поверхность 53 муфты и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты. Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и уплотнительную поверхность 42 ниппеля и не содержит упорную поверхность 43 ниппеля,

контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и уплотнительную поверхность 52 муфты и не содержит упорную поверхность 53 муфты.

[0051] Контактная поверхность 400 ниппеля может содержать несколько частей 41 с наружной резьбой, несколько уплотнительных поверхностей 42 ниппеля и несколько упорных поверхностей 43 ниппеля. Например, упорная поверхность 43 ниппеля, уплотнительная поверхность 42 ниппеля, часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля, упорная поверхность 43 ниппеля, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и часть 41 с наружной резьбой могут быть расположены в указанном порядке на контактной поверхности 400 ниппеля 40 в направлении от переднего конца первой концевой части 10А к центру основного корпуса 10 трубы. В этом случае часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность 52 муфты, упорная поверхность 53 муфты, уплотнительная поверхность 52 муфты, часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность 52 муфты и упорная поверхность 53 муфты будут расположены в указанном порядке на контактной поверхности 500 муфты 50 в направлении от переднего конца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы.

[0052] На ФИГ. 6 и ФИГ. 7 изображено так называемое «наилучшее соединение», в котором ниппель 40 содержит часть 41 с наружной резьбой, уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля, а муфта 50 содержит часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. Тем не менее, согласно раскрытому выше ниппель 40 может содержать часть 41 с наружной резьбой и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля. В этом случае муфта 50 содержит часть 51 с внутренней резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. На ФИГ. 8 представлен вид, иллюстрирующий один пример металлической трубы 1 для нефтяной скважины, в которой ниппель 40 содержит часть 41 с наружной резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля, а муфта 50 содержит часть 51 с внутренней резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты.

[0053] Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины относится к интегральному типу

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины, изображенная на ФИГ. 4, ФИГ. 5 и ФИГ. 8, представляет собой металлическую трубу 1 для нефтяной скважины с резьбой и

соединительной муфтой, в которой основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Тем не менее, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может относиться к интегральному типу вместо типа с резьбой и соединительной муфтой.

[0054] На ФИГ. 9 изображена структурная схема, иллюстрирующая интегральный тип металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. Как показано на ФИГ. 9, металлическая труба 1 для нефтяной скважины интегрального типа содержит основной корпус 10 трубы. Основной корпус 10 трубы содержит первую концевую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Первая концевая часть 10А расположена на стороне, противоположной второй концевой части 10В. Согласно раскрытому выше в металлической трубе 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Другими словами, в металлической трубе 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой основной корпус 10 трубы образован свинчиванием двух отдельных элементов (трубчатого корпуса 11 ниппеля и соединительной муфты 12). Наоборот, в металлической трубе 1 для нефтяной скважины интегрального типа основной корпус 10 трубы образован неразъемным способом.

[0055] Ниппель 40 сформирован на первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 вставляют и ввинчивают в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа, и таким образом фиксируют в муфте 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа. Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа вставляют и ввинчивают в муфту 50, чтобы таким образом свинтить муфту 50 с ниппелем 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа.

[0056] Конструкция ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа аналогична конструкции ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, показанной на ФИГ. 6. Аналогично, конструкция муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа такая же, как конструкция муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, показанной на ФИГ. 7. Следует отметить, что на ФИГ. 6 и ФИГ. 7, упорная поверхность 43 ниппеля,

уплотнительная поверхность 42 ниппеля и часть 41 с наружной резьбой в ниппеле 40 расположены в указанном порядке от переднего конца первой концевой части 10А в сторону центра основного корпуса 10 трубы. Таким образом, часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность 52 муфты и упорная поверхность 53 муфты в муфте 50 расположены в этом порядке от переднего торца второй концевой части 10В в сторону центра основного корпуса 10 трубы. Тем не менее, аналогично контактной поверхности 400 ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, достаточно, чтобы контактная поверхность 400 ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины содержала по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. Кроме того, аналогично контактной поверхности 500 муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой достаточно, чтобы контактная поверхность 500 муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины содержала по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой.

[0057] Вкратце, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может относиться к типу с резьбой и соединительной муфтой или интегральному типу.

[0058] Полимерное покрытие

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит полимерное покрытие 100 на или над по меньшей мере одной поверхностью из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты. На ФИГ. 10 изображен увеличенный вид контактной поверхности 400 ниппеля, показанной на ФИГ. 6. На ФИГ. 11 изображен увеличенный вид контактной поверхности 500 муфты, показанной на ФИГ. 7. Как показано на ФИГ. 10 и ФИГ. 11, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может содержать полимерное покрытие 100 на или над обеими поверхностями из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты. Тем не менее, также может применяться конфигурация, в которой металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит полимерное покрытие 100 на или над только контактной поверхностью 400 ниппеля или только контактной поверхностью 500 муфты. Например, если полимерное покрытие 100 образовано на или над контактной поверхностью 400 ниппеля, как показано на ФИГ. 10, полимерное покрытие 100 не обязательно должно быть предусмотрено на или над контактной поверхностью 500 муфты. Кроме того, если полимерное покрытие 100 образовано на или над контактной поверхностью 500 муфты,

как показано на ФИГ. 11, полимерное покрытие не обязательно должно быть предусмотрено на контактной поверхности 400 ниппеля. Другими словами, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит полимерное покрытие 100 на или над контактной поверхностью 400 ниппеля и/или на или над контактной поверхностью 500 муфты.

[0059] Компоненты полимерного покрытия

Полимерное покрытие 100 содержит следующие компоненты.

[0060] Полимер в количестве от 50,0 до 99,5 масс.%

Полимер, содержащийся в полимерном покрытии 100 согласно настоящему изобретению, не имеет конкретных ограничений. Тем не менее считается, что сдвигающая сила будет действовать на полимерное покрытие 100 во время свинчивания металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Поэтому для стабильного повышения крутящего момента на пределе текучести металлической трубы 1 для нефтяной скважины, на которой сформировано полимерное покрытие 100, предпочтительно использовать полимер, обладающий умеренной твердостью. С учетом вышеизложенного, полимер, содержащийся в полимерном покрытии 100 согласно настоящему изобретению, представляет собой один или несколько типов, выбранных из группы, содержащей эпоксидную смолу, фенольную смолу, акриловую смолу, уретановую смолу, полиэфирную смолу, полиамидоимидную смолу, полиамидную смолу, полиимидную смолу и полиэфирэфиркетонную смолу. Предпочтительно, полимер согласно настоящему изобретению представляет собой одно или несколько из следующих веществ: эпоксидная смола, уретановая смола, полиимидная смола и фенольная смола, более предпочтительно представляет собой один или несколько из следующих типов: эпоксидная смола и уретановая смола, еще более предпочтительно - эпоксидную смолу или уретановую смолу. Полимерное покрытие 100 может содержать несколько типов полимера. Если полимерное покрытие 100 содержит несколько типов полимера, под «содержанием полимера» понимают общее содержание нескольких типов полимера.

[0061] Полимер служит основным материалом полимерного покрытия 100. В данном случае под «основным материалом» понимают компонент, в наибольшем количестве содержащийся в полимерном покрытии 100. Если содержание полимера слишком мало, диспергирование в полимере такого компонента, как порошок гидроксида силиката магния (см. далее) будет затруднено. В результате прочность полимерного покрытия на сдвиг будет снижена. С другой стороны, если содержание полимера слишком велико,

другие компоненты, в том числе порошок гидроксида силиката магния и/или TiO_2 , не могут содержаться в достаточном количестве. В результате прочность на сдвиг полимерного покрытия 100, напротив, будет уменьшена. Таким образом, содержание полимера составляет от 50,0 до 99,5 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания полимера составляет 55,0 масс. %, более предпочтительно — 60,0 масс. %, еще более предпочтительно — 65,0 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания полимера составляет 97,0 масс. %, более предпочтительно — 95,0 масс. %, еще более предпочтительно — 90,0 масс. %.

[0062] Полимерное покрытие 100 согласно настоящему изобретению содержит один тип или два типа вещества, выбранного из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния и TiO_2 . В частности, полимерное покрытие 100 содержит один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 масс. % и TiO_2 в количестве от 0,5 до 30,0 масс. %. Каждый из этих компонентов увеличивает прочность на сдвиг полимерного покрытия 100.

[0063] Порошок гидроксида силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 масс. %

Согласно настоящему изобретению порошок гидроксида силиката магния представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть содержание порошка гидроксида силиката магния может составлять 0 масс. %. Присутствие порошка гидроксида силиката магния увеличивает прочность на сдвиг полимерного покрытия 100. Порошок гидроксида силиката магния представляет собой твердый порошок со слоистой структурой. Кроме того, в порошке гидроксида силиката магния велика сила сцепления между слоями и высока прочность на сдвиг. То есть, порошок гидроксида силиката магния состоит из частиц, обладающих высокой прочностью на сдвиг в кристаллах. Следовательно, когда на полимерное покрытие 100 действует сдвигающая сила, порошок гидроксида силиката магния противодействует сдвигу и предотвращает возникновение сдвигового разрушения полимерного покрытия 100. Считается, что таким образом порошок гидроксида силиката магния повышает прочность на сдвиг полимерного покрытия 100. С другой стороны, если содержание порошка гидроксида силиката магния слишком велико, содержание полимера относительно уменьшится, а прочность на сдвиг полимерного покрытия 100, наоборот, снизится. Таким образом, содержание порошка гидроксида силиката магния, введенного в состав соединения, составляет от 1,5 до 50,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания порошка гидроксида силиката магния составляет 2,0 масс. %, более

предпочтительно — 4,0 масс. %, более предпочтительно — 7,0 масс. %, еще более предпочтительно — 10,0 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания порошка гидроксида силиката магния составляет 45,0 масс. %, более предпочтительно — 43,0 масс. %, еще более предпочтительно — 40,0 масс. %.

[0064] TiO_2 в количестве от 0,5 до 30,0 масс. %

В настоящем изобретении TiO_2 представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть содержание TiO_2 может составлять 0 масс. %. Присутствие TiO_2 увеличивает прочность на сдвиг полимерного покрытия 100. TiO_2 представляет собой частицы твердого порошка. Таким образом, когда на полимерное покрытие 100 действует сдвигающая сила, TiO_2 противодействует сдвигу и предотвращает возникновение сдвигового разрушения полимерного покрытия 100. Считается, что таким образом TiO_2 повышает прочность на сдвиг полимерного покрытия 100. С другой стороны, если содержание TiO_2 слишком высоко, TiO_2 будет способствовать абразивному износу и может привести к снижению стойкости металлической трубы 1 для нефтяной скважины к образованию задиров. Таким образом, содержание TiO_2 , введенного в состав соединения, составляет от 0,5 до 30,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания TiO_2 составляет 0,7 масс. %, более предпочтительно — 1,0 масс. %, более предпочтительно — 2,0 масс. %, более предпочтительно — 2,5 масс. % и еще более предпочтительно — 5,0 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания TiO_2 составляет 25,0 масс. %, более предпочтительно — 20,0 масс. %, еще более предпочтительно — 15,0 масс. %.

[0065] Воск в количестве от 0 до 10,0 масс. %.

Воск, содержащийся в полимерном покрытии 100 согласно настоящему изобретению, не имеет конкретных ограничений. Воск представляет собой, например, один тип или несколько из следующих типов: животный воск, растительный воск, минеральный воск и синтетический воск. Точнее говоря, воск представляет собой один тип или несколько из следующих типов: пчелиный воск, спермацетовый воск (вышеперечисленные типы воска относятся к животным воскам), японский воск, карнаубский воск, канделильский воск и рисовый воск (вышеперечисленные типы воска относятся к растительным воскам), парафин, микрокристаллический воск, петролатум, монтановый воск, озокерит и церезин (вышеперечисленные типы воска относятся к минеральным воскам), окисленный воск, полиэтиленовый воск, полипропиленовый воск, воск Фишера-Тропша, амидный воск и гидрогенизированное касторовое масло

(касторовый воск) (вышеперечисленные виды воска относятся к синтетическим воскам). В более предпочтительном варианте воск представляет собой полиэтиленовый воск и/или полипропиленовый воск. Полимерное покрытие 100 может содержать несколько типов воска. Если полимерное покрытие 100 содержит несколько типов воска, под «содержанием воска» понимают общее содержание нескольких типов воска.

[0066] В настоящем изобретении воск представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть содержание воска может составлять 0 масс. %. Присутствие воска увеличивает смазывающую способность полимерного покрытия 100. Если присутствует даже небольшое количество воска, вышеупомянутый эффект наступает в определенной степени. С другой стороны, если содержание воска слишком велико, твердость полимерного покрытия 100 уменьшится. В результате прочность полимерного покрытия 100 на сдвиг будет снижена. Таким образом, содержание воска составляет от 0 до 10,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания воска составляет 0,1 масс. %, более предпочтительно — 0,5 масс. %, более предпочтительно — 1,0 масс. % и еще более предпочтительно — 2,0 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания воска составляет 9,0 масс. %, более предпочтительно — 8,0 масс. %, еще более предпочтительно — 7,5 масс. %.

[0067] Присадка на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 масс. %.

В настоящем описании присадки, содержащие фтор, в совокупности названы «присадками на основе фтора». Присадка на основе фтора представляет собой, например, перфторполиэфир (ПФПЭ) и/или политетрафторэтилен (ПТФЭ). Полимерное покрытие 100 может содержать несколько типов присадки на основе фтора. Если полимерное покрытие 100 содержит несколько типов присадки на основе фтора, под «содержанием присадки на основе фтора» понимают общее содержание нескольких типов присадки на основе фтора.

[0068] Согласно настоящему изобретению присадка на основе фтора представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть содержание присадки на основе фтора может составлять 0 масс. %. Присутствие присадки на основе фтора увеличивает смазывающую способность полимерного покрытия 100. Если присутствует присадка на основе фтора даже в небольшом количестве, то вышеупомянутый эффект наступает в определенной степени. С другой стороны, если содержание присадки на основе фтора будет слишком высоким, твердость полимерного покрытия 100 снизится. В результате прочность полимерного покрытия 100 на сдвиг

может быть снижена. Таким образом, содержание присадки на основе фтора составляет от 0 до 30,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания присадки на основе фтора составляет 1,0 масс. %, более предпочтительно — 3,0 масс. %, более предпочтительно — 4,5 масс. % и еще более предпочтительно — 7,5 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания присадки на основе фтора составляет 25,0 масс. %, более предпочтительно — 20,0 масс. %, более предпочтительно — 15,0 масс. % и еще более предпочтительно — 12,5 масс. %.

[0069] Графит в количестве от 0 до 10,0 масс. %.

В настоящем изобретении графит представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть содержание графита может составлять 0 масс. %. Присутствие графита увеличивает смазывающую способность полимерного покрытия 100. Если графит присутствует даже в небольшом количестве, то вышеупомянутый эффект наступает в определенной степени. С другой стороны, если содержание графита слишком велико, твердость полимерного покрытия 100 уменьшится. В результате прочность полимерного покрытия 100 на сдвиг может быть снижена. Таким образом, содержание графита составляет от 0 до 10,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания графита составляет 1,0 масс. %, более предпочтительно — 2,0 масс. %, еще более предпочтительно — 3,0 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания графита составляет 9,0 масс. %, более предпочтительно — 8,0 масс. %, еще более предпочтительно — 7,0 масс. %.

[0070] Антикоррозионный пигмент в количестве от 0 до 30,0 масс. %.

Согласно настоящему изобретению выбор антикоррозионного пигмента, по существу, не ограничен при условии, что выбранный пигмент представляет собой хорошо известный пигмент, усиливающий антикоррозионные свойства полимерного покрытия 100. Антикоррозионный пигмент представляет собой, например, один или несколько типов, выбранных из группы, содержащей фосфат цинка, триполифосфат алюминия, фосфит алюминия, металлическое мыло карбоновой кислоты и сульфонат. Полимерное покрытие 100 может содержать несколько типов антикоррозионного пигмента. Если полимерное покрытие 100 содержит несколько типов антикоррозионного пигмента, под «содержанием антикоррозионного пигмента» понимают общее содержание нескольких типов антикоррозионного пигмента.

[0071] Согласно настоящему изобретению антикоррозионный пигмент представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть

содержание антикоррозионного пигмента может составлять 0 масс. %. Присутствие антикоррозионного пигмента повышает антикоррозионные свойства полимерного покрытия 100. Если присутствует антикоррозионный пигмент даже в небольшом количестве, то вышеупомянутый эффект наступает в определенной степени. С другой стороны, если содержание антикоррозионного пигмента слишком высоко, при формировании полимерного покрытия 100 будут возникать дефекты. Таким образом, содержание антикоррозионного пигмента составляет от 0 до 30,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания антикоррозионного пигмента составляет 1,0 масс. %, более предпочтительно — 2,0 масс. %, более предпочтительно — 3,0 масс. % и еще более предпочтительно — 4,0 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания антикоррозионного пигмента составляет 25,0 масс. %, более предпочтительно — 20,0 масс. %, еще более предпочтительно — 10,0 масс. %.

[0072] Красящий пигмент: от 0 до 10,0 масс. %.

Согласно настоящему изобретению выбор красящего пигмента, по существу, не ограничен при условии, что выбранный пигмент представляет собой хорошо известный пигмент, способный окрашивать полимерное покрытие 100. Красящий пигмент представляет собой, например, один или несколько типов, выбранных из группы, содержащей фталоцианин меди, оксид цинка, желтый оксид железа, оксид железа и гидроксид хрома. Полимерное покрытие 100 может содержать несколько типов красящих пигментов. Если полимерное покрытие 100 содержит несколько типов красящих пигментов, под «содержанием красящего пигмента» понимают общее содержание нескольких типов красящих пигментов.

[0073] Согласно настоящему изобретению красящий пигмент представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть содержание красящего пигмента может составлять 0 масс. %. Присутствие красящего пигмента окрашивает полимерное покрытие 100. В результате облегчается визуальное распознавание повреждений полимерного покрытия 100. Если красящий пигмент присутствует даже в небольшом количестве, то вышеупомянутый эффект наступает в определенной степени. С другой стороны, если содержание красящего пигмента слишком высоко, при формировании полимерного покрытия 100 будут возникать дефекты. Таким образом, содержание красящего пигмента составляет от 0 до 10,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания красящего пигмента составляет 0,1 масс. %, более предпочтительно — 0,2 масс. %, еще более предпочтительно — 0,5

масс. %. При введении красящего пигмента в состав соединения предпочтительный верхний предел содержания красящего пигмента составляет 8,0 масс. %, более предпочтительно — 5,0 масс. %, еще более предпочтительно — 3,0 масс. %.

[0074] Связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 масс. %.

В настоящем изобретении связывающий агент, по существу, не ограничен и, например, представляет собой один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей силановый связывающий агент и титановый связывающий агент. Полимерное покрытие 100 может содержать несколько типов связывающих агентов. Если полимерное покрытие 100 содержит несколько типов связывающих агентов, под «содержанием связывающего агента» понимают общее содержание нескольких типов связывающих агентов.

[0075] Согласно настоящему изобретению, связывающий агент представляет собой опциональный компонент, не обязательно входящий в состав покрытия. То есть содержание связывающего агента может составлять 0 масс. %. Присутствие связывающего агента увеличивает адгезионную способность полимерного покрытия 100. Таким образом, во время многократного свинчивания и развинчивания металлической трубы 1 для нефтяной скважины связывающий агент предотвращает расслаивание полимерного покрытия 100. Если связывающий агент присутствует даже в небольшом количестве, то вышеупомянутый эффект наступает в определенной степени. С другой стороны, если содержание связывающего агента превышает 10,0 масс. %, при формировании полимерного покрытия 100 будут возникать дефекты. Таким образом, содержание связывающего агента составляет от 0 до 10,0 масс. %. Предпочтительный нижний предел содержания связывающего агента составляет 0,1 масс. %, более предпочтительно — 0,2 масс. %, еще более предпочтительно — 0,5 масс. %. Предпочтительный верхний предел содержания связывающего агента составляет 8,0 масс. %, более предпочтительно — 6,0 масс. %, еще более предпочтительно — 4,0 масс. %.

[0076] Другие компоненты в количестве от 0 до 10,0 масс. %.

Согласно настоящему изобретению другие компоненты представляют собой опциональные компоненты, не обязательно входящие в состав покрытия. То есть содержание других компонентов может составлять 0 масс. %. Под «другими компонентами» понимают, например, один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей антисептический агент и/или антиоксидант. При наличии других компонентов, общее содержание других компонентов составляет 10,0 масс. % и менее.

Таким образом, общее содержание других компонентов составляет от 0 до 10,0 масс. %.

[0077] Полимерное покрытие 100 может представлять собой полимерное покрытие 100, содержащее: полимер в количестве от 50,0 до 99,5 масс. %; воск в количестве от 0 до 10,0 масс. %, присадку на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 масс. %, графит в количестве от 0 до 10,0 масс. %, антикоррозионный пигмент в количестве от 0 до 30,0 масс. %, красящий пигмент в количестве от 0 до 10,0 масс. %, связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 масс. %, другие компоненты в количестве от 0 до 10,0 масс. % и один тип или два типа, выбранные из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 масс. % и TiO_2 в количестве от 0,5 до 30,0 масс. %.

[0078] Формула (1)

Исходя из того, что полимерное покрытие 100 содержит вышеупомянутые компоненты, полимерное покрытие 100 удовлетворяет следующей формуле (1):

$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, \quad (1)$$

причем в формуле (1) W представляет собой содержание воска в масс. %, F - содержание присадки на основе фтора в масс. %, G - содержание графита в масс. %, M - содержание порошка гидроксида силиката магния в масс. %, T - содержание TiO_2 в масс. %.

[0079] Здесь $F1 (= (W+F+G)/(M+T))$ служит показателем прочности на сдвиг полимерного покрытия 100. Как указано выше, чем выше содержание порошка гидроксида силиката магния и содержание TiO_2 , тем выше прочность на сдвиг полимерного покрытия 100. С другой стороны, чем выше содержание воска, присадки на основе фтора и графита, тем ниже прочность на сдвиг полимерного покрытия 100. Таким образом, прочность на сдвиг полимерного покрытия 100 можно увеличить, если отношение общего содержания воска, присадки на основе фтора и графита к общему содержанию порошка гидроксида силиката магния и TiO_2 будет небольшим. Следует отметить, что в отношении полимерного покрытия 100, содержащего вышеупомянутые компоненты, на примерах, которые будут раскрыты далее, было проверено, что можно получить прочность на сдвиг полимерного покрытия 100 36,00 МПа и более путем придания F1 значения 5,00 и менее.

[0080] Поэтому в настоящем изобретении, исходя из того, что полимерное покрытие 100 содержит вышеупомянутые компоненты, F1 составляет 5,00 и менее. Предпочтительный верхний предел F1 составляет 4,90, более предпочтительно — 4,80, еще более предпочтительно — 4,70. Нижний предел F1 по существу не ограничен и может составлять 0,00.

[0081] При использовании полимерного покрытия 100, содержащего вышеупомянутые компоненты и удовлетворяющего формуле (1), прочность на сдвиг увеличивается. В результате крутящий момент на пределе текучести металлической трубы 1 для нефтяной скважины, содержащей полимерное покрытие 100, увеличивается.

[0082] Прочность на сдвиг

Хотя величина прочности на сдвиг полимерного покрытия 100, по существу, не ограничена, предпочтительна более высокая прочность на сдвиг. Если прочность на сдвиг полимерного покрытия 100 составляет 36,00 МПа и более, можно значительно увеличить крутящий момент на пределе текучести металлической трубы 1 для нефтяной скважины, содержащей полимерное покрытие 100. Поэтому прочность на сдвиг полимерного покрытия 100, предпочтительно, составляет 36,00 МПа и более. Предпочтительный нижний предел прочности на сдвиг полимерного покрытия 100 составляет 36,50 МПа, более предпочтительно — 36,70 МПа, еще более предпочтительно — 37,00 МПа. Хотя верхний предел прочности на сдвиг полимерного покрытия 100, по существу, не ограничен, верхний предел составляет, например, 70,00 МПа.

[0083] Способ измерения прочности на сдвиг

Прочность на сдвиг полимерного покрытия 100 можно измерить следующим способом. Прочность на сдвиг образца, на котором сформировано полимерное покрытие 100, определяют с помощью системы анализа поверхности и границы раздела фаз (производства DAIPLA WINTES CO., LTD; название продукта: SAICAS). В частности, полимерное покрытие 100 формируют на холоднокатаном стальном листе (химический состав: $C \leq 0,15 \%$, $Mn \leq 0,60 \%$, $P \leq 0,100 \%$, $S \leq 0,050 \%$, и остальное: Fe и примеси). Заданная толщина покрытия составляет 20 мкм. Используя острое режущее лезвие, поверхность полимерного покрытия 100 разрезают по диагонали под углом 10° с постоянной скоростью (горизонтальная скорость 2 мкм/с, вертикальная скорость 0,2 мкм/с), чтобы вызвать отслаивание полимерного покрытия 100 от холоднокатаного стального листа. Следует отметить, что испытание выполняют исключительно при комнатной температуре. В это время прочность на сдвиг (МПа) полимерного покрытия 100 может быть определена на основе горизонтальной силы и вертикальной силы, приложенной к режущему лезвию, а также вертикального смещения.

[0084] Толщина полимерного покрытия

Согласно настоящему изобретению толщина полимерного покрытия 100 по существу не ограничена. Толщина полимерного покрытия 100 составляет, например, от 1

до 100 мкм. В этом случае можно получить более стабильное увеличение крутящего момента на пределе текучести металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Нижний предел толщины полимерного покрытия 100 предпочтительно составляет 2 мкм, более предпочтительно — 5 мкм и еще более предпочтительно — 10 мкм. Верхний предел толщины полимерного покрытия 100 предпочтительно составляет 50 мкм, более предпочтительно — 40 мкм и еще более предпочтительно — 30 мкм.

[0085] Способ измерения толщины полимерного покрытия

Толщину полимерного покрытия 100 можно измерить следующим способом. Зонд электромагнитного индукционного прибора для измерения толщины пленки приводят в контакт с контактной поверхностью 400 ниппеля или контактной поверхностью 500 муфты, на которой сформировано полимерное покрытие 100. Зонд оснащен электромагнитом, и когда к нему приближается магнитный объект, происходит электромагнитная индукция, и его напряжение изменяется в зависимости от расстояния между зондом и магнитным объектом. Толщину полимерного покрытия 100 определяют по изменению напряжения. Измерения проводят в двенадцати местах (на 0°, 30°, 60°, 90°, 120°, 150°, 180°, 210°, 240°, 270°, 300° и 330°) в окружном направлении металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Среднее арифметическое результатов измерения в двенадцати местах является толщиной полимерного покрытия 100.

[0086] Химический состав основного корпуса трубы

Химический состав основного корпуса 10 металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, по существу, не ограничен. Соответственно, вид стали основного корпуса 10 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, по существу, не ограничен. Основной корпус 10 трубы может быть сформирован, например, из углеродистой стали, нержавеющей стали, легированной стали и т.п. Соответственно, металлическая труба 1 для нефтяной скважины может представлять собой стальную трубу, изготовленную из сплава на основе железа, или трубу из сплава, представленную трубой из сплава на основе никеля. В данном случае под стальной трубой понимают, например, трубу из низколегированной стали, мартенситной нержавеющей стали и дуплексной нержавеющей стали. Среди легированных сталей высокой коррозионной стойкостью обладают высоколегированные стали, в частности, сплавы на основе никеля и дуплексные нержавеющие стали, содержащие легирующие элементы, в частности, Cr, Ni и Mo. Таким образом, при использовании этих высоколегированных сталей в качестве основного

корпуса 10 трубы достигается превосходная коррозионная стойкость в коррозионной среде, содержащей сероводород, диоксид углерода и т.п.

[0087] Способ изготовления

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению раскрыт ниже.

[0088] Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит процесс подготовки, процесс нанесения и процесс отверждения. Процесс отверждения осуществляют после процесса нанесения.

[0089] Процесс подготовки

В процессе подготовки подготавливают металлическую трубу 1 для нефтяной скважины, имеющую основной корпус 10 трубы, содержащий ниппель 40, содержащий контактную поверхность 400 ниппеля, имеющую часть 41 с наружной резьбой, и муфту 50, содержащую контактную поверхность 500 муфты, имеющую часть 51 с внутренней резьбой. Согласно раскрытому выше металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению имеет общеизвестную конструкцию. Другими словами, в процессе подготовки достаточно подготовить металлическую трубу 1 для нефтяной скважины, имеющую общеизвестную конструкцию.

[0090] Процесс нанесения

В процессе нанесения композицию наносят на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты подготовленной металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Под композицией понимают композицию для формирования вышеуказанного полимерного покрытия 100. В состав композиции входит: полимер в количестве от 50,0 до 99,5 масс. %; воск в количестве от 0 до 10,0 масс. %, присадка на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 масс. %, графит в количестве от 0 до 10,0 масс. %, антикоррозионный пигмент в количестве от 0 до 30,0 масс. %, красящий пигмент в количестве от 0 до 10,0 масс. %, связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 масс. % и один тип или два типа, выбранные из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния в количестве от 1,5 до 50,0 масс. % и TiO_2 в количестве от 0,5 до 30,0 масс. %; при этом выполняется условие формулы (1). Композиция также содержит растворитель. Композиция для формирования полимерного покрытия 100 аналогична раскрытому выше полимерному покрытию 100, за исключением растворителя.

[0091] Композицию можно получить, например, путем расплавления или диспергирования полимера, порошка гидроксида силиката магния и/или TiO_2 и, при

необходимости, других компонентов в растворителе и их смешивания. Растворитель представляет собой, например, одно или несколько из следующих веществ: вода, спирт и органический растворитель. Растворитель может содержать небольшое количество поверхностно-активного вещества. Содержание растворителя по существу не ограничено. Достаточно отрегулировать содержание растворителя до определенной вязкости согласно методу нанесения. Содержание растворителя составляет, например, от 40 до 60 масс. % , если принять сумму всех компонентов, кроме растворителя, за 100 масс. % .

[0092] Способ нанесения композиции на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты по существу не ограничен, и возможно применение хорошо известного способа. Например, композицию в форме раствора наносят на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты путем распыления. В этом случае вязкость композиции следует отрегулировать таким образом, чтобы обеспечить возможность ее нанесения путем распыления покрытия в окружающей среде при нормальной температуре и нормальном давлении. Вместо нанесения распылением возможно применение другого способа, такого как нанесение кистью или погружение, для нанесения композиции на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты.

[0093] Процесс отверждения

В процессе отверждения нанесенная композиция твердеет для формирования полимерного покрытия 100. При нагревании композиции, нанесенной на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты, композицию подвергают термическому отверждению и формируют твердое полимерное покрытие 100. Выбор способа нагревания, по существу, не ограничен, и допускается использование известного способа. Например, способ нагрева представляет собой способ, в котором металлическую трубу 1 для нефтяной скважины, на которую нанесена композиция, помещают в известную нагревательную печь и нагревают. Температура нагревания составляет, например, от 200 до 250 °С, а время нагрева – например, от 5 до 30 минут.

[0094] Металлическую трубу 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению производят с применением вышеуказанных процессов. Следует отметить, что способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может содержать другие процессы.

[0095] Процесс предварительной обработки

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может дополнительно содержать процесс предварительной обработки перед процессом нанесения. На этапе предварительной обработки выполняют, например, один или несколько следующих видов обработки из группы, в которую входит травление, струйная обработка и щелочное обезжиривание.

[0096] При травлении, например, контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты погружают в раствор сильной кислоты, например, серной кислоты, соляной кислоты, азотной кислоты, плавиковой кислоты или их смесь, чтобы повысить таким образом шероховатость контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты. При струйной обработке, например, выполняют пескоструйную обработку, при которой абразивный материал (абразив) смешивают со сжатым воздухом и полученную смесь подают на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты. В этом случае увеличивается шероховатость контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты.

[0097] Следует отметить, что в качестве процесса предварительной обработки на контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты могут быть осуществлены одинаковые или отличающиеся друг от друга процессы. Кроме того, предварительная обработка может быть выполнена только на контактной поверхности 400 ниппеля или только контактной поверхности 500 муфты.

[0098] Металлическую трубу 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению производят с применением вышеописанных процессов. Тем не менее, способ изготовления, раскрытый выше, является одним из примеров способа изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, и настоящее изобретение не ограничено раскрытым выше способом изготовления. Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению также может быть изготовлена другим способом.

Пример

[0099] Преимущества металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению раскрыты ниже на примерах. Условия в нижеследующих примерах представляют собой один из примеров условий, используемых для подтверждения технологичности и преимуществ металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. Соответственно, металлическая труба для нефтяной скважины

согласно настоящему изобретению не ограничивается этим примером условий.

[0100] В примерах были подготовлены композиции для формирования полимерных покрытий и оценена прочность на сдвиг соответствующих полимерных покрытий. Конкретные детали раскрыты ниже.

[0101] Испытание на прочность на сдвиг]

Были подготовлены композиции, содержащие указанные в таблице 1 химические соединения. Соответствующие компоненты в массовых процентах от состава каждого номера испытания и F1, определенный на основе соответствующих компонентов и формулы (1), приведены в таблице 1. Следует отметить, что каждая композиция содержала растворитель в дополнение к химическому составу, указанному в таблице 1. В качестве растворителя использовали раствор из смеси воды, спирта и поверхностно-активного вещества. Каждую приготовленную композицию наносили на холоднокатаный стальной лист (химический состав: $C \leq 0,15 \%$, $Mn \leq 0,60 \%$, $P \leq 0,100 \%$, $S \leq 0,050 \%$, и остальное: Fe и примеси). Заданная толщина покрытия составляла 20 мкм. Холоднокатаный стальной лист, на который была нанесена композиция, нагревали в нагревательной печи при температуре от 200 до 250°C в течение 5-30 минут, получая полимерное покрытие.

[0102] Таблица 1

Испы- тание №	Композиция для полимерного покрытия													Результат оценки
	Эпок- сидная смола (масс. %)	Урета- новая смола (масс. %)	Поли- мер (масс. %)	Воск (масс. %)	Присадка на основе фтора (масс. %)	Графит (масс. %)	Антикор- розион- ный пигмент (масс. %)	Красящий пигмент (масс. %)	Силано- вый связываю- щий агент (масс. %)	Титано- вый связываю- щий агент (масс. %)	Порошок гидроксида силиката магния (масс.%)	TiO ₂ (масс. %)	F1	Прочность на сдвиг (МПа)
1	98,6	0,0	98,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,00	58,30
2	89,9	0,0	89,9	0,0	0,0	0,0	7,6	1,1	0,0	0,0	0,0	1,4	0,00	55,67
3	77,6	0,0	77,6	0,0	12,0	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	2,4	0,0	5,00	37,91
4	85,6	0,0	85,6	0,0	0,0	0,0	7,0	1,0	3,0	0,0	3,4	0,0	0,00	42,09
5	77,1	0,0	77,1	0,0	0,0	0,0	4,9	1,0	2,4	0,0	14,6	0,0	0,00	40,30
6	77,1	0,0	77,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,4	0,0	19,5	0,0	0,00	56,00
7	84,4	0,0	84,4	4,9	0,0	0,0	7,3	1,0	0,0	0,0	2,4	0,0	2,04	39,02
8	67,5	0,0	67,5	9,8	0,0	0,0	4,9	1,0	2,1	0,0	14,7	0,0	0,67	36,30
9	72,3	0,0	72,3	4,9	0,0	0,0	4,9	1,0	2,2	0,0	14,7	0,0	0,33	40,30
10	73,1	0,0	73,1	3,0	0,0	0,0	4,9	1,0	3,0	0,0	15,0	0,0	0,20	42,27
11	73,1	0,0	73,1	0,0	0,0	3,0	4,9	1,0	3,0	0,0	15,0	0,0	0,20	40,48
12	65,1	0,0	65,1	3,0	3,0	0,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	0,0	0,30	44,22
13	65,7	0,0	65,7	0,0	2,0	2,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	1,4	0,19	44,41
14	64,7	0,0	64,7	3,0	0,0	2,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	1,4	0,23	40,64
15	63,7	0,0	63,7	2,0	2,0	2,0	4,9	1,0	3,0	0,0	20,0	1,4	0,28	39,85
16	79,0	0,0	79,0	0,0	4,5	0,0	7,6	1,0	3,0	0,0	0,0	5,1	0,88	40,33
17	69,0	0,0	69,0	0,0	4,5	0,0	7,6	1,0	3,0	0,0	0,0	15,0	0,30	55,67
18	80,3	0,0	80,3	0,0	3,0	0,0	7,3	1,0	0,0	3,4	5,0	0,0	0,60	58,00
19	59,7	0,0	59,7	0,0	0,0	0,0	4,9	1,0	3,0	0,0	30,0	1,4	0,00	36,89
20	71,1	0,0	71,1	5,0	10,0	0,0	4,9	1,0	0,0	3,0	5,0	0,0	3,00	43,16
21	0,0	80,3	80,3	0,0	3,0	0,0	7,3	1,0	0,0	3,4	5,0	0,0	0,60	47,31
22	0,0	76,0	76,0	0,0	10,7	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	0,0	5,0	2,14	47,07
23	57,0	0,0	57,0	0,0	12,0	0,0	22,0	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	35,87
24	61,1	0,0	61,1	5,0	15,0	10,0	4,9	1,0	0,0	3,0	0,0	0,0	-	33,66
25	56,1	0,0	56,1	10,0	20,0	0,0	4,9	1,0	0,0	3,0	5,0	0,0	6,00	34,91
26	56,1	0,0	56,1	10,0	10,0	10,0	4,9	1,0	0,0	3,0	5,0	0,0	6,00	34,91
27	0,0	57,0	57,0	0,0	30,0	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	0,0	5,0	6,00	16,73
28	0,0	57,0	57,0	0,0	29,6	0,0	7,0	1,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,91	15,04
29	48,6	0,0	48,6	0,0	0,0	0,0	7,5	1,0	2,5	0,0	39,0	1,4	0,00	16,30
30	49,8	0,0	49,8	0,0	0,0	0,0	7,7	1,1	0,0	0,0	40,0	1,4	0,00	33,41

[0103] В каждом номере испытания измеряли прочность на сдвиг холоднокатаного стального листа, на котором было сформировано полимерное покрытие. Прочность на сдвиг измеряли раскрытым выше способом. Полученная прочность на сдвиг (МПа) для каждого номера испытания указана в таблице 1.

[0104] Результаты оценки

Как показано в Таблице 1 в отношении полимерных покрытий в испытаниях № 1-22, содержание каждого компонента было соответствующим, и композиция каждого полимерного покрытия соответствовала формуле (1). В результате прочность на сдвиг каждого из этих полимерных покрытий составляла 36,00 МПа и более, и таким образом эти полимерные покрытия обладали высокой прочностью на сдвиг.

[0105] С другой стороны, в полимерных покрытиях в испытаниях № 23 и 24 отсутствовал порошок гидроксида силиката магния или TiO_2 . В результате прочность на сдвиг этих полимерных покрытий составляла менее 36,00 МПа, и таким образом эти полимерные покрытия не обладали высокой прочностью на сдвиг.

[0106] В испытаниях № 25-28, несмотря на соответствующее содержание каждого компонента в соответствующих полимерных покрытиях, композиции этих полимерных покрытий не соответствовали формуле (1). В результате прочность на сдвиг этих полимерных покрытий составляла менее 36,00 МПа, и таким образом эти полимерные покрытия не обладали высокой прочностью на сдвиг.

[0107] В полимерных покрытиях в испытаниях № 29 и 30 содержание полимера было слишком низким. В результате прочность на сдвиг этих полимерных покрытий составляла менее 36,00 МПа, и таким образом эти полимерные покрытия не обладали высокой прочностью на сдвиг.

[0108] Выше был раскрыт пример осуществления изобретения настоящего изобретения. Тем не менее, вышеизложенный пример осуществления изобретения является одним из примеров реализации настоящего изобретения. Соответственно, настоящее изобретение не ограничено вышеописанным примером осуществления изобретения, и упомянутый выше пример осуществления изобретения может быть соответствующим образом изменен в пределах объема без отклонения от сущности настоящего изобретения.

ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОЧНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

[0109]

- 1 Металлическая труба для нефтяной скважины
- 10 Основной корпус трубы
- 10А Первая концевая часть
- 10В Вторая концевая часть
- 11 Трубчатый корпус ниппеля
- 12 Соединительная муфта
- 40 Ниппель
- 41 Часть с наружной резьбой
- 42 Уплотнительная поверхность ниппеля
- 43 Упорная поверхность ниппеля
- 50 Муфта
- 51 Часть с внутренней резьбой
- 52 Уплотнительная поверхность муфты
- 53 Упорная поверхность муфты
- 100 Полимерное покрытие
- 400 Контактная поверхность ниппеля
- 500 Контактная поверхность муфты

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Металлическая труба для нефтяной скважины, содержащая:
основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть;

при этом

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

ниппель содержит:

контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой;

муфта содержит:

контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой;

металлическая труба для нефтяной скважины, дополнительно содержащая:

полимерное покрытие на или над по меньшей мере одной поверхностью из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;

полимерное покрытие содержит:

полимер в количестве от 50,0 до 99,5 масс.%,

воск в количестве от 0 до 10,0 масс. %,

присадку на основе фтора в количестве от 0 до 30,0 масс. %,

графит в количестве от 0 до 10,0 масс. %,

антикоррозионный пигмент в количестве от 0 до 30,0 масс. %,

красящий пигмент в количестве от 0 до 10,0 масс. %,

связывающий агент в количестве от 0 до 10,0 масс. %, и

один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей порошок гидроксида силиката магния: от 1,5 до 50,0 масс. % и TiO_2 : от 0,5 до 30,0 масс.%;

и соответствует формуле (1):

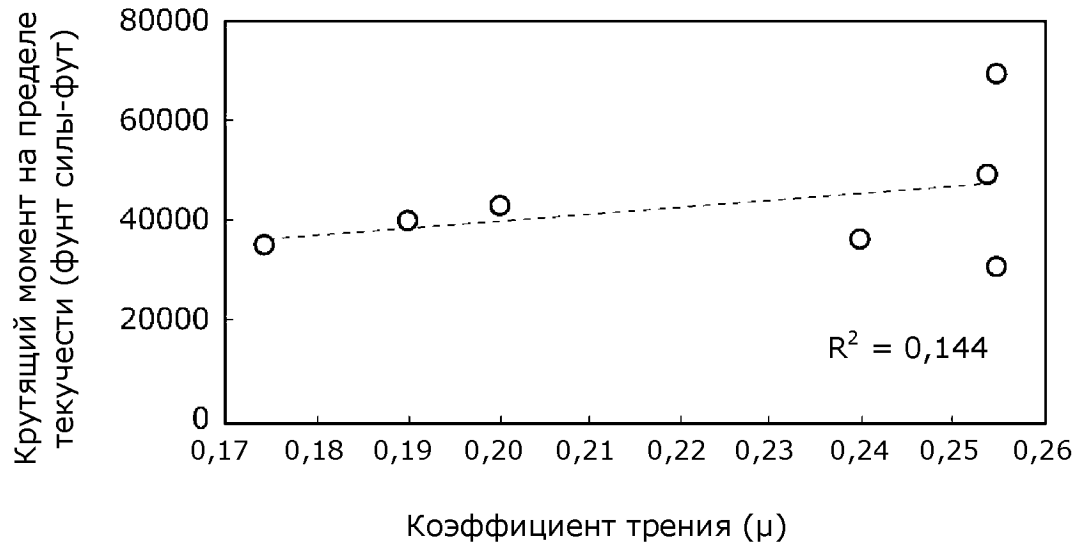
$$(W+F+G)/(M+T) \leq 5.00, \quad (1)$$

причем в формуле (1) W представляет собой содержание воска в масс. %, F - содержание присадки на основе фтора в масс. %, G - содержание графита в масс. %, M - содержание порошка гидроксида силиката магния в масс. %, T - содержание TiO_2 в масс. %.

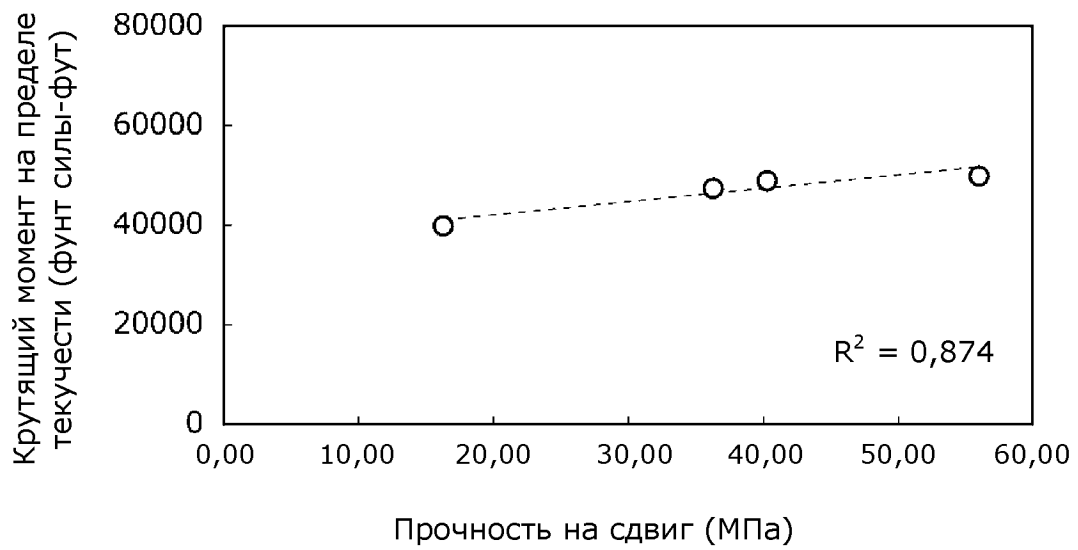
2. Металлическая труба для нефтяной скважины по п. 1, в которой:
полимер представляет собой один тип или два типа, выбранных из группы, содержащей эпоксидную смолу и уретановую смолу.

3. Металлическая труба для нефтяной скважины по пп. 1 или 2, в которой:
контактная поверхность ниппеля дополнительно содержит уплотнительную поверхность ниппеля и упорную поверхность ниппеля, и
контактная поверхность муфты дополнительно содержит уплотнительную поверхность муфты и упорную поверхность муфты.

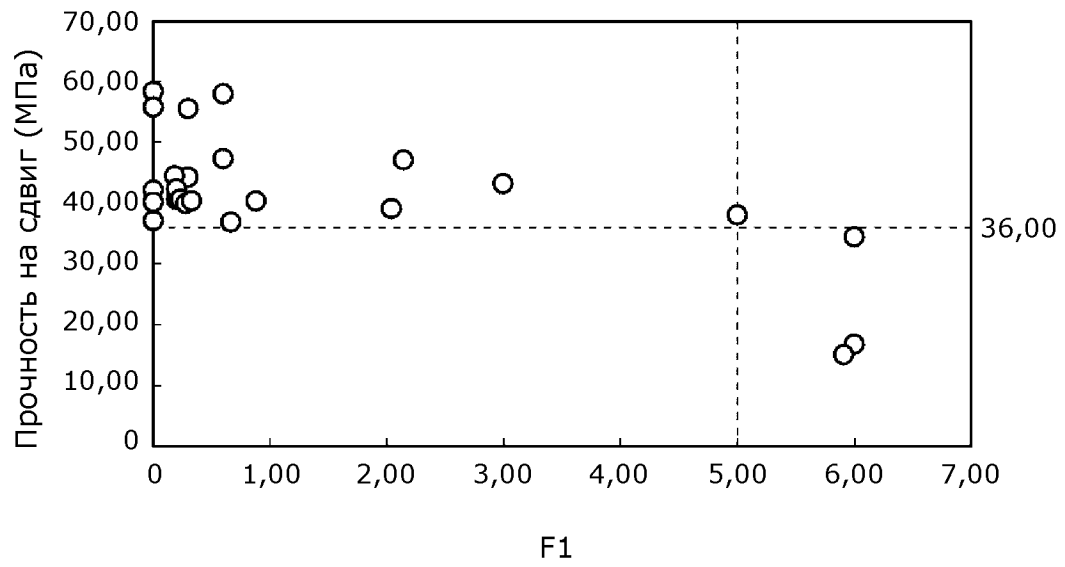
ФИГ.1



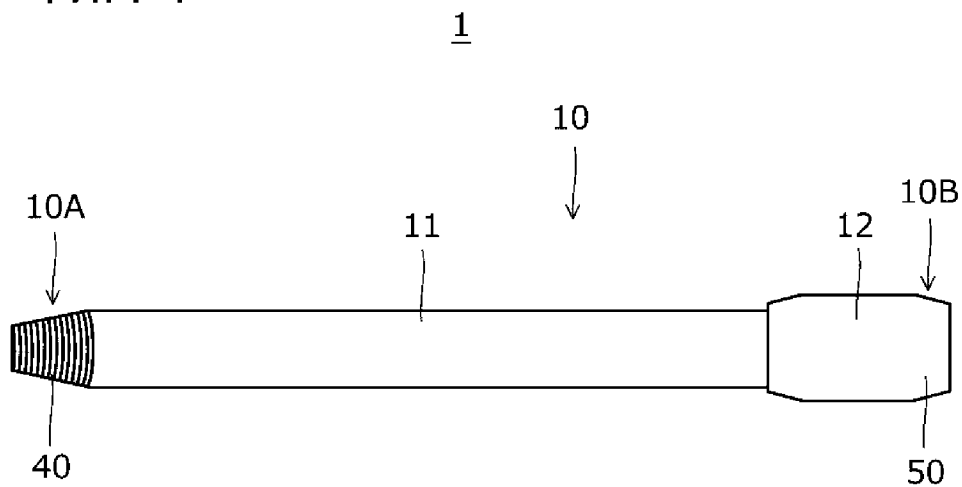
ФИГ. 2



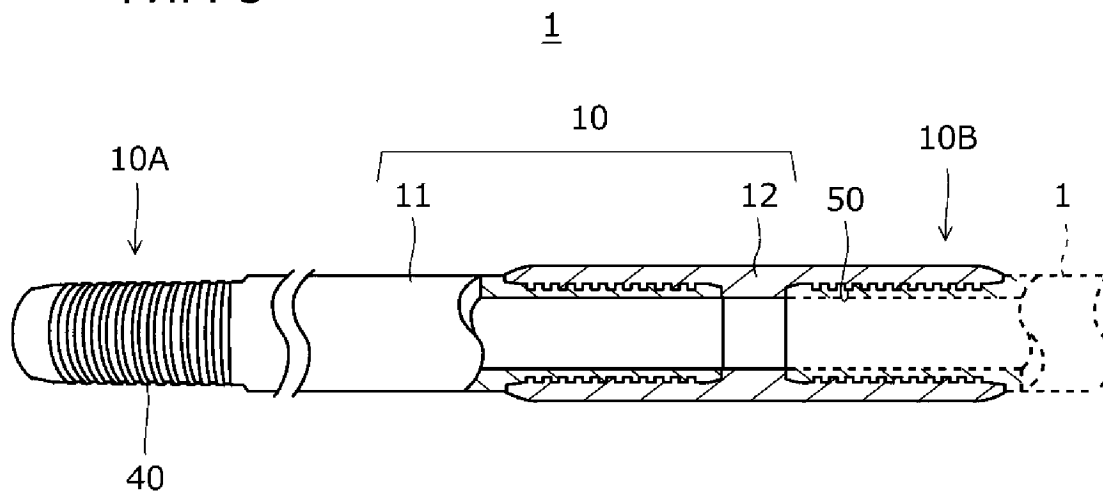
ФИГ. 3



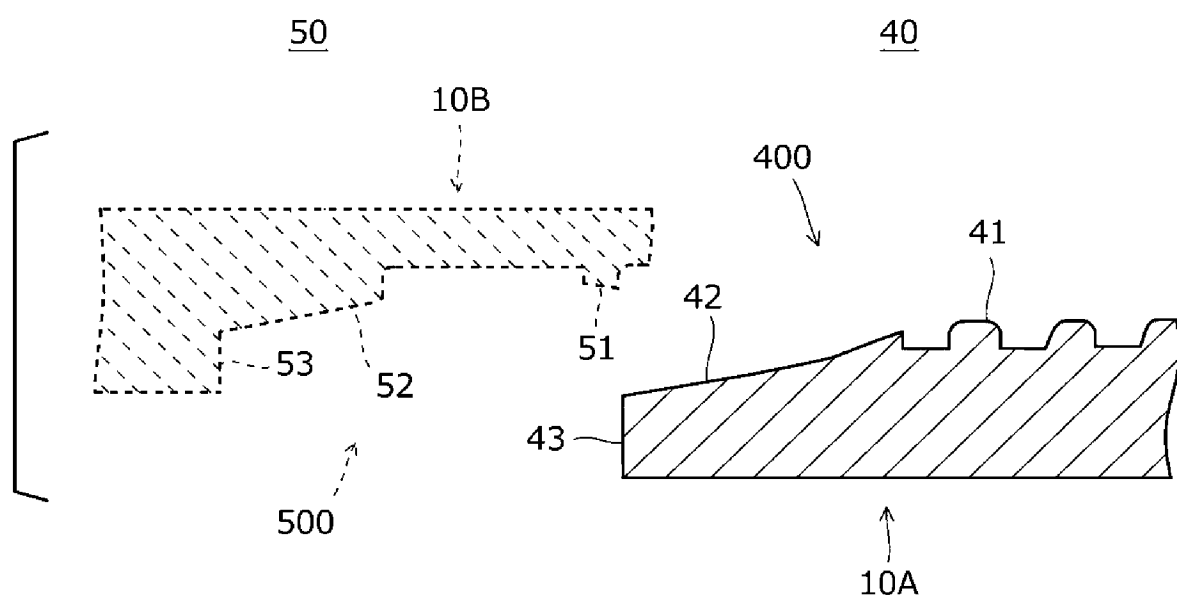
ФИГ. 4



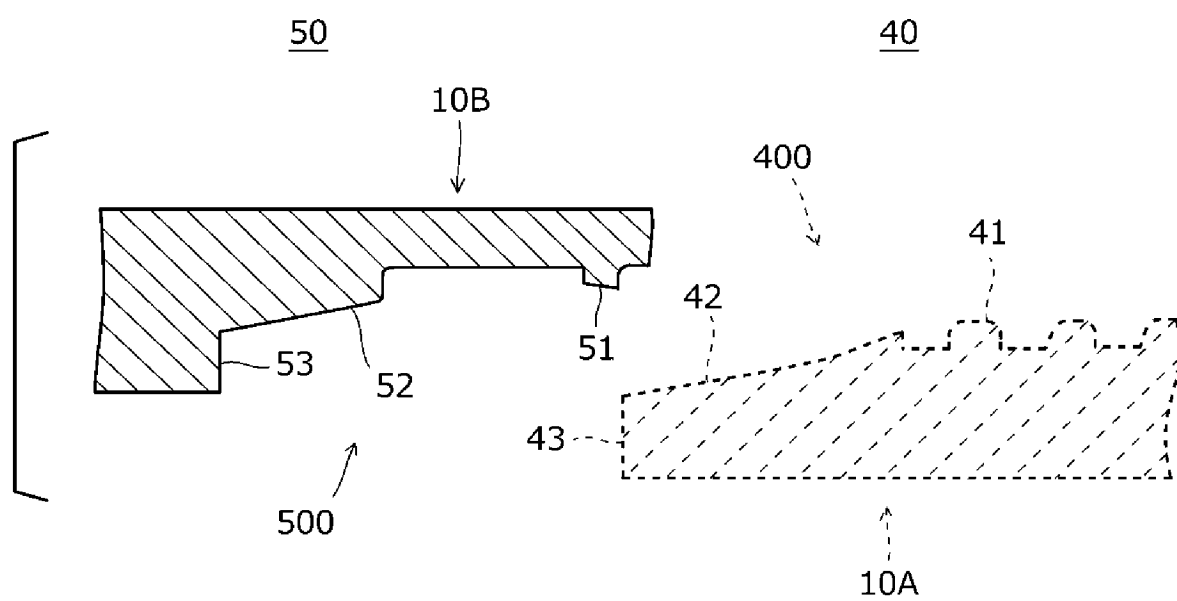
ФИГ. 5



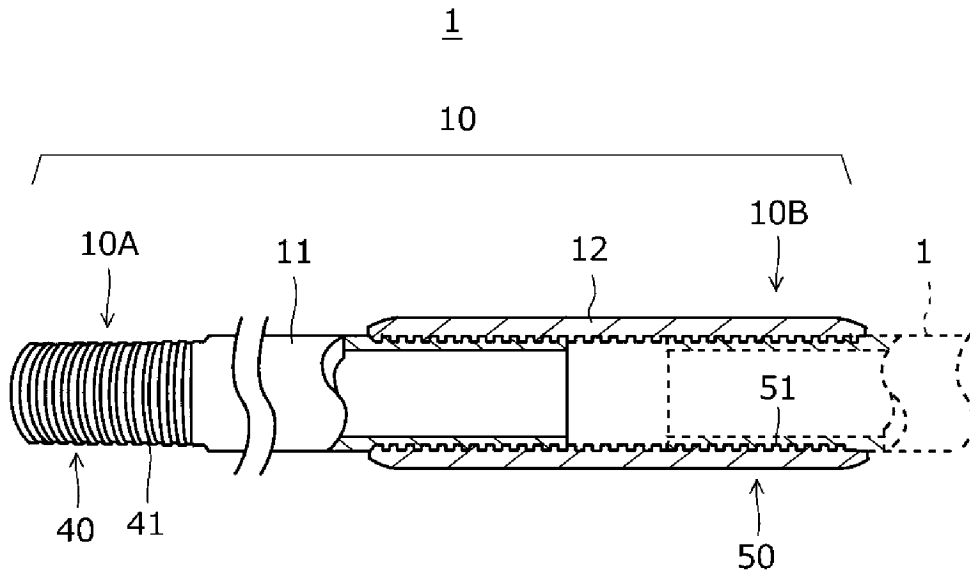
ФИГ. 6



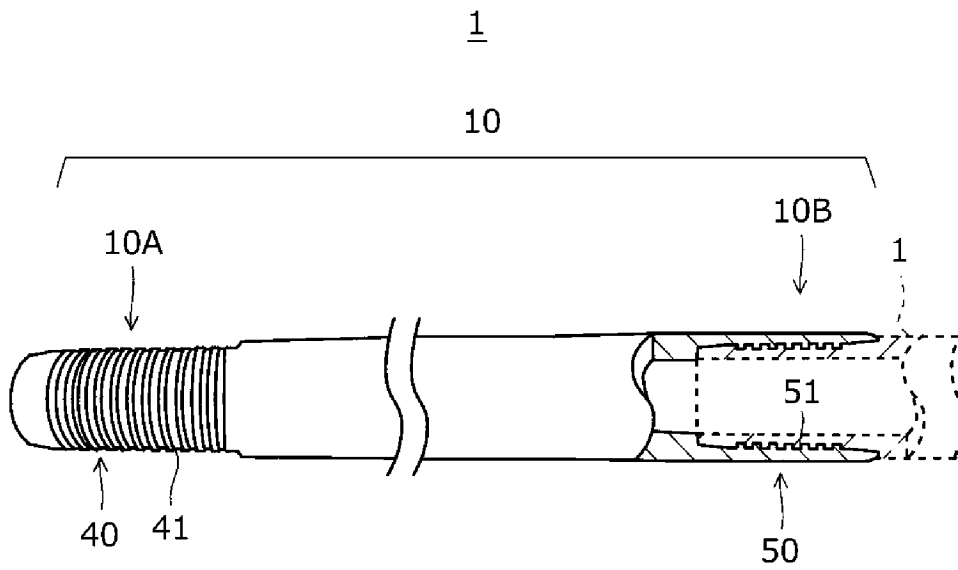
ФИГ. 7



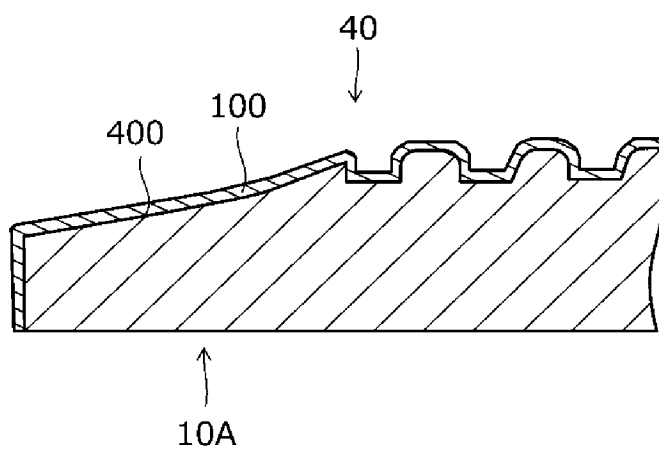
ФИГ. 8



ФИГ. 9



ФИГ. 10



ФИГ. 11

