

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202491763** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2024.10.09

(51) Int. Cl. **F16L 15/04** (2006.01)
F16L 9/02 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2023.01.31

(54) МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ ТРУБА ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

(31) **2022-019788**

(32) **2022.02.10**

(33) **JP**

(86) **PCT/JP2023/003051**

(87) **WO 2023/153274 2023.08.17**

(71) Заявитель:

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

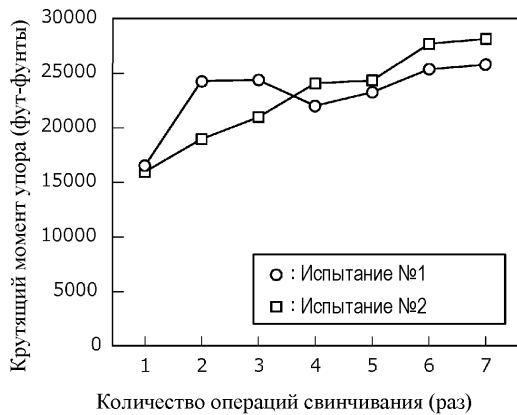
(72) Изобретатель:

**Абе Томока, Акиока Кодзи, Мацуюма
Томоя, Кураниси Такао (JP)**

(74) Представитель:

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

(57) Предложена металлическая труба для нефтяной скважины, обладающая превосходной стойкостью к образованию задиров, даже если металлизированный слой сформирован на или поверх только одной поверхности из контактной поверхности ниппеля или контактной поверхности муфты. Металлическая труба (1) для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит: ниппель (40), содержащий контактную поверхность (400) ниппеля с частью (41) с наружной резьбой; и муфту (50), содержащую контактную поверхность (500) муфты с частью (51) с внутренней резьбой. Металлическая труба (1) для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению дополнительно содержит: покрытие (100) из диоксида циркония, сформированное на одной поверхности из контактной поверхности (400) ниппеля и контактной поверхности (500) муфты; первое полимерное покрытие (310), сформированное на или поверх покрытия (100) из диоксида циркония; металлизированный слой (200), сформированный на другой поверхности из контактной поверхности (400) ниппеля и контактной поверхности (500) муфты или поверх нее; и второе полимерное покрытие (320), сформированное на или поверх металлизированного слоя (200).



202491763
A1

202491763
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] Металлические трубы для нефтяной скважины используют в нефтяных и газовых скважинах (далее нефтяные и газовые скважины совместно именуются просто «нефтяные скважины»). Металлическая труба для нефтяной скважины имеет резьбовое соединение. В частности, на площадке для бурения 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, в зависимости от глубины нефтяной скважины. Объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента получают путем свинчивания металлических труб для нефтяной скважины друг с другом. Кроме того, объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента может быть подвергнут инспекции. При проведении инспекции объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента поднимают и развинчивают. Затем металлические трубы для нефтяной скважины отсоединяют от объединенного корпуса трубных изделий нефтепромыслового сортамента посредством развинчивания и проводят инспекцию. После инспекции металлические трубы для нефтяной скважины снова скрепляют друг с другом таким образом, чтобы повторно использовать металлические трубы для нефтяной скважины как часть объединенного корпуса 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 совместно называются «части с резьбой». Следует учитывать, что контактная поверхность ниппеля также может

содержать металлическую контактную часть без резьбы, содержащую уплотнительную поверхность ниппеля и упорную поверхность ниппеля. Аналогичным образом 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 металлической трубы для нефтяной скважины неоднократно испытывают сильное трение при свинчивании и развинчивании. Поэтому на контактной поверхности ниппеля и муфты во время повторного свинчивания и развинчивания возможно образование задиров (неустраняемых задиров). Таким образом, металлическая труба для нефтяной скважины должна иметь достаточную устойчивость к трению, т.е. высокую 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 позволяет повысить стойкость металлической трубы для нефтяной скважины к образованию задиров. Тем не менее, порошок тяжелых металлов (Pb, Zn, Cu и т.п.), содержащийся в компаундных консистентных смазках, может влиять на окружающую среду. Поэтому необходимо разработать металлическую трубу для нефтяной скважины, обладающую 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 международной патентной заявки № 2006/104251 (патентный документ 1), публикации международной патентной заявки № 2008/108263 (патентный документ 2) и публикации международной патентной заявки № 2016/170031 (патентный документ 3).

[0007] Металлическая труба для нефтяной скважины, раскрытая в патентном документе 1 и содержащая резьбовое соединение, имеет смазочное покрытие из вязкой жидкости или пластичного вещества на контактной поверхности ниппеля и/или муфты, а также сухое твердое покрытие, сформированное на ней. В патентном документе 1 раскрыта возможность подавления появления ржавчины и повышения стойкости к образованию задиров и газонепроницаемости даже без использования компаундной смазки в данной металлической трубе для нефтяной скважины.

[0008] Металлическая труба для нефтяной скважины, раскрытая в патентном документе 2 и содержащая резьбовое соединение, имеет металлизированный слой из сплава Cu из группы, в которую входит сплав Cu-Zn и сплав Cu-Zn-M1 (M1 - один или несколько элементов из группы, в которую входит Sn, Bi и In), на контактной поверхности ниппеля и/или муфты. В патентном документе 2 раскрыта возможность подавления щелевой коррозии и повышения газонепроницаемости и стойкости к образованию задиров даже без использования компаундной смазки в этой металлической трубе для нефтяной скважины.

[0009] Металлическая труба для нефтяной скважины, раскрытая в патентном документе 3 и содержащая резьбовое соединение, имеет металлизированный слой из сплава Zn-Ni на контактной поверхности ниппеля и/или муфты. В патентном документе 3 раскрыта возможность повышения коррозионной стойкости и стойкости к образованию задиров даже без использования компаундной смазки в данной металлической трубе для нефтяной скважины.

СПИСОК ЦИТИРУЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ

ПАТЕНТНАЯ ЛИТЕРАТУРА

[0010]

Патентный документ 1: Публикация международной патентной заявки № 2006/104251

Патентный документ 2: Публикация международной патентной заявки № 2008/108263

Патентный документ 3: Публикация международной патентной заявки № 2016/170031

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА

[0011] Техническое решение, раскрытое в патентном документе 1, позволяет повысить стойкость к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины путем формирования смазочного покрытия на или поверх контактной поверхности ниппеля и/или муфты. Технические решения, раскрытые в патентных документах 2 и 3, позволяют повысить стойкость к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины путем формирования металлизированного слоя на контактной поверхности ниппеля и/или муфты.

[0012] При этом в металлической трубе для нефтяной скважины, с точки зрения производительности и стоимости производства, возможно формирование металлизированного слоя на или поверх контактной поверхности только ниппеля или только муфты. Например, в металлической трубе для нефтяной скважины типа с резьбой и

соединительной муфтой, которая является разновидностью металлической трубы для нефтяной скважины, раскрытой ниже, ниппель сформирован в виде трубы большей длины, а муфта – в виде трубы меньшей длины (соединительная муфта). При этом, по сравнению с трубой большей длины, соединительная муфта облегчает формирование металлизированного слоя на поверхности, не требуя использования специального устройства и т.д. По этой причине в некоторых случаях металлизированный слой формируют только на или поверх контактной поверхности муфты и не формируют на или поверх контактной поверхности ниппеля.

[0013] Таким образом, с учетом производительности в отрасли возникла потребность в металлической трубе для нефтяной скважины, обладающей превосходной стойкостью к образованию задиров, даже если металлизированный слой сформирован на или поверх контактной поверхности только ниппеля или только муфты. Тем не менее, в раскрытых выше патентных документах 2 и 3, если металлизированный слой сформирован на или поверх контактной поверхности только ниппеля или только муфты, не было проведено исследование взаимосвязи между конфигурацией контактной поверхности, на которой не сформирован металлизированный слой, и стойкостью к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины.

[0014] Задачей настоящего изобретения является разработка металлической трубы для нефтяной скважины, обладающей превосходной стойкостью к образованию задиров, даже если металлизированный слой сформирован на или поверх контактной поверхности только ниппеля или только муфты.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ

[0015] Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит:

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

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части, и

муфту, сформированную на второй концевой части;

причем

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:

покрытие из диоксида циркония, сформированное на одной поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;

первое полимерное покрытие, сформированное на или поверх покрытия из диоксида циркония,

металлизированный слой, сформированный на или поверх другой поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты,

второе полимерное покрытие, сформированное на или поверх металлизированного слоя.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0016] Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению обладает превосходной стойкостью к образованию задиров, даже если металлизированный слой сформирован на или поверх контактной поверхности только ниппеля или только муфты.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

[0017]

На ФИГ. 1 изображен график, иллюстрирующий зависимость между количеством свинчиваний (раз) и крутящим моментом упора (фут-фунты), служащую показателем стойкости к образованию задиров, в примере, который будет раскрыт ниже.

На ФИГ. 2 изображен вид сбоку металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 3 изображен вид в частичном разрезе (продольном разрезе, выполненном параллельно направлению оси трубы) соединительной муфты металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на ФИГ. 2.

На ФИГ. 4 изображено сечение параллельно направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, иллюстрирующее часть вблизи ниппеля металлической трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 3.

На ФИГ. 5 изображено сечение параллельно направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, иллюстрирующее часть вблизи муфты металлической трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 3.

На ФИГ. 6 изображен вид в частичном продольном разрезе металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, конфигурация которой отличается от конфигурации, показанной на ФИГ. 3.

На ФИГ. 7 изображен вид в частичном продольном разрезе металлической трубы для нефтяной скважины интегрального типа согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 8 изображено сечение вблизи контактной поверхности ниппеля металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 9 изображено сечение вблизи контактной поверхности муфты, соответствующее ФИГ. 8.

На ФИГ. 10 изображено сечение вблизи другой контактной поверхности ниппеля, конфигурация которой отличается от конфигурации на ФИГ. 8.

На ФИГ. 11 изображено сечение вблизи контактной поверхности муфты, соответствующее ФИГ. 10.

РАСКРЫТИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0018] Далее будет подробно раскрыто настоящее изобретение со ссылками на чертежи. Аналогичные или соответствующие части имеют аналогичные ссылочные обозначения на чертежах, и их описание не будет повторяться.

[0019] Авторы настоящего изобретения выполнили подробное исследование средств для повышения стойкости к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины, в которых металлизированный слой формируют на или поверх контактной поверхности только ниппеля или только муфты. В итоге получены следующие результаты.

[0020] Сначала авторы настоящего изобретения исследовали формирование полимерного покрытия поверх контактных поверхностей ниппеля и муфты в металлической трубе для нефтяной скважины, в которой слой формировали на или поверх контактной поверхности только ниппеля или только муфты. Если сформировано полимерное покрытие, оно оказывается между контактными поверхностями в ситуации, когда металлические трубы для нефтяной скважины свинчены друг с другом. Это позволяет подавить образование задиров на контактных поверхностях. Формирование полимерного покрытия поверх контактных поверхностей как ниппеля, так и муфты позволяет в некоторой степени улучшить коррозионную стойкость контактных поверхностей ниппеля и муфты.

[0021] В данном случае в металлической трубе для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению металлизированный слой сформирован на или поверх контактной поверхности только

ниппеля или только муфты. То есть металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит контактные поверхности, на которых или поверх которых не сформирован металлизированный слой. До последнего времени при формировании полимерного покрытия над контактной поверхностью, на которой не сформирован металлизированный слой, в некоторых случаях полученный химической конверсией слой формировали под полимерным покрытием (между полимерным покрытием и контактной поверхностью). Полученный химической конверсией слой повышает коррозионную стойкость контактной поверхности. Кроме того, среди полученных химической конверсией слоев покрытие из фосфата цинка повышает адгезионную способность полимерного покрытия.

[0022] В частности, покрытие из фосфата цинка, скорее всего, будет иметь крупные кристаллические зерна, и шероховатость его поверхности, скорее всего, будет увеличена. Поэтому, если полимерное покрытие формируют на покрытии из фосфата цинка, адгезионная способность полимерного покрытия будет увеличена за счет так называемого эффекта якоря. Как описано выше, когда металлические трубы для нефтяной скважины свинчивают друг с другом, на контактную поверхность воздействует высокое поверхностное давление. Поэтому при многократном свинчивании и развинчивании возможно отслаивание полимерного покрытия. Тем не менее, повысив адгезионную способность полимерного покрытия, можно предотвратить отслаивание полимерного покрытия даже при многократном свинчивании и развинчивании. В результате ожидается увеличение стойкости к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины. Таким образом, покрытие из фосфата цинка до сих пор использовали в качестве полученного химической конверсией слоя металлических труб для нефтяной скважины, чтобы повысить коррозионную стойкость контактной поверхности и увеличить адгезионную способность полимерного покрытия.

[0023] Тем не менее, в результате подробного исследования, выполненного авторами настоящего изобретения, стало ясно, что стойкость к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины в некоторых случаях может быть более высокой, если в качестве полученного химической конверсией слоя на контактной поверхности, на которой не должен быть сформирован металлизированный слой, сформировано покрытие

из диоксида циркония, по сравнению с формированием покрытия из фосфата цинка. Этот момент будет подробно раскрыт со ссылкой на чертежи.

[0024] На ФИГ. 1 изображена схема, иллюстрирующая зависимость между количеством свинчиваний (раз) в раскрытом ниже примере и крутящим моментом упора (фут-фунты), служащую показателем стойкости к образованию задиров. На ФИГ. 1 изображен результат многократного свинчивания и развинчивания металлической трубы для нефтяной скважины, содержащей контактную поверхность ниппеля, на которой сформирован полученный химической конверсией слой и полимерное покрытие, и контактную поверхность муфты, на которой сформирован металлизированный слой и полимерное покрытие, в раскрытом ниже примере. Круг (○) на ФИГ. 1 указывает на результат испытания №1, в котором в качестве полученного химической конверсией слоя сформировано покрытие из диоксида циркония. Квадрат (□) на ФИГ. 1 указывает на результат испытания №2, в котором в качестве полученного химической конверсией слоя сформировано покрытие из фосфата цинка. Кроме того, в испытаниях №№ 1 и 2 использовали металлические трубы для нефтяной скважины с одинаковой конфигурацией, за исключением полученного химической конверсией слоя.

[0025] Абсцисса на ФИГ. 1 отражает количество (раз) операций свинчивания и развинчивания металлической трубы для нефтяной скважины. Ордината на ФИГ. 1 отражает крутящий момент упора (фут-фунты) при свинчивании металлической трубы для нефтяной скважины. При этом под крутящим моментом упора понимают крутящий момент, возникающий при соприкосновении упорной поверхности ниппеля на контактной поверхности ниппеля и упорной поверхности муфты на контактной поверхности муфты при свинчивании металлической трубы нефтяной скважины, используемой в примере, который будет раскрыт ниже. То есть, по результатам многократного свинчивания и развинчивания можно сделать вывод, что стойкость к образованию задиров повышается при снижении крутящего момента упора.

[0026] Как показано на ФИГ. 1, во время второго свинчивания крутящий момент упора в испытании №1, в котором на контактной поверхности было сформировано покрытие из диоксида циркония, увеличился по сравнению с испытанием №2, в котором на контактной поверхности было сформировано покрытие из фосфата цинка. Далее, как показано на ФИГ. 1, после четвертого свинчивания крутящий момент упора в испытании №1 оказался ниже, чем в испытании №2. То есть, на ФИГ. 1 видно, что в результате однократного свинчивания и развинчивания крутящий момент упора в испытании №1 оказался выше, чем в испытании №2. Тем не менее, в испытании №1 крутящий момент упора остается в

пределах определенного диапазона даже при последующем многократном свинчивании и развинчивании. С другой стороны, в испытании №2 крутящий момент упора продолжает увеличиваться по мере увеличения количества повторений операций свинчивания и развинчивания. Таким образом, можно утверждать, что с увеличением количества повторений операций свинчивания и развинчивания до 4 и более раз крутящий момент упора в испытании №1 становится ниже, чем в испытании №2. Таким образом, было обнаружено, что при многократном повторении операций свинчивания и развинчивания стойкость к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины повышается в большей степени, когда на контактной поверхности сформировано покрытие из диоксида циркония, чем когда на контактной поверхности сформировано покрытие из фосфата цинка. Подробно причина этого не ясна. Тем не менее, авторы настоящего изобретения делают следующие выводы.

[0027] Как раскрыто выше, покрытие из фосфата цинка, скорее всего, будет иметь крупные кристаллические зерна, и шероховатость его поверхности, скорее всего, будет увеличена. С другой стороны, в случае выполнения покрытия из диоксида циркония, вероятно, будет получено плотное, однородное и тонкое покрытие. То есть, при рассмотрении адгезионной способности полимерного покрытия, формируемого на полученном химической конверсией слое, было обнаружено, что полимерное покрытие на покрытии из фосфата цинка обладает более высокой адгезионной способностью, чем полимерное покрытие на покрытии из диоксида циркония. Коротко говоря, полимерное покрытие на покрытии из диоксида циркония будет отслаиваться с большей вероятностью, чем полимерное покрытие на покрытии из фосфата цинка. В результате, существует вероятность того, что во время второго свинчивания крутящий момент упора окажется меньше в испытании №2, в котором было сформировано покрытие из фосфата цинка, на котором осталось больше полимерного покрытия.

[0028] В дальнейшем, при повторном выполнении операций свинчивания и развинчивания большая часть полимерного покрытия на покрытии из диоксида циркония может отслоиться. С другой стороны, поскольку полимерное покрытие скорее всего, останется на покрытии из фосфата цинка, это может привести к повреждению полимерного покрытия на металлизированном слое во время свинчивания и развинчивания. Предполагается, что в результате общее количество полимерного покрытия, нанесенного на металлизированный слой, и полимерного покрытия, нанесенного на покрытие из фосфата цинка, может оказаться меньше, чем в случае формирования покрытия из диоксида циркония. Короче говоря, авторы настоящего изобретения полагают, что

полимерное покрытие на покрытии из диоксида циркония вряд ли повредит полимерное покрытие на металлизированном слое благодаря высокой способности к отслаиванию даже при многократном свинчивании и развинчивании. Таким образом, авторы настоящего изобретения полагают, что крутящий момент упора может быть более низким в испытании №1, в котором полимерное покрытие на металлизированном слое, вероятно, сохранится даже при многократном повторении операций свинчивания и развинчивания.

[0029] Следует отметить, что существует также возможность повышения стойкости к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины за счет формирования покрытия из диоксида циркония на контактной поверхности, на которой не сформирован металлизированный слой, даже при повторном свинчивании и развинчивании благодаря механизму, отличающемуся от раскрытого выше. Тем не менее, в раскрытых ниже примерах показано, что стойкость к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины повышают путем формирования покрытия из диоксида циркония на одной поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты, формирования полимерного покрытия на или поверх покрытия из диоксида циркония, формирования металлизированного слоя на другой поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты или поверх нее, а также формирования полимерного покрытия на или поверх металлизированного слоя.

[0030] Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, выполненная на основании раскрытых результатов, выглядит следующим образом.

[0031]

1. Металлическая труба для нефтяной скважины, содержащая:

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

основной корпус трубы содержит:

ниппель, сформированный на первой концевой части; и

муфту, сформированную на второй концевой части;

причем

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:

покрытие из диоксида циркония, сформированное на одной поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;

первое полимерное покрытие, сформированное на покрытии из диоксида циркония или поверх него,

металлизированный слой, сформированный на другой поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты или поверх нее,

второе полимерное покрытие, сформированное на металлизированном слое или поверх него.

[0032]

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

покрытие из диоксида циркония сформировано на контактной поверхности ниппеля, и

металлизированный слой сформирован на или поверх контактной поверхности муфты.

[0033]

3. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.п. 1 или 2, в которой

металлизированный слой представляет собой металлизированный слой из сплава Zn-Ni.

[0034] Далее будет подробно раскрыта металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

[0035] 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.

[0036] Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой

На ФИГ. 2 изображен вид сбоку металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. На ФИГ. 2 изображен вид сбоку металлической трубы 1 для нефтяной скважины, относящейся к так называемому типу с резьбой и

соединительной муфтой. Как показано на ФИГ. 2, металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит основной корпус 10 трубы.

[0037] 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. 2, 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.

[0038] На ФИГ. 3 показан вид в частичном разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению оси трубы соединительной муфты 12 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на ФИГ. 2. Как показано на ФИГ. 2 и 3, основной корпус 10 трубы содержит ниппель 40 и муфту 50. Ниппель 40 сформирован на первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. Во время свинчивания 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.

[0039] Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. Во время свинчивания 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.

[0040] Конструкция ниппеля 40

На ФИГ. 4 изображено сечение, параллельное направлению оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины, иллюстрирующее часть вблизи ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 3. Пунктирная линия на ФИГ. 4 обозначает конструкцию муфты 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины в случае свинчивания с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины. Как показано на ФИГ. 4, ниппель 40 содержит контактную поверхность 400 ниппеля на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. Во время свинчивания с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины контактную поверхность 400 ниппеля вворачивают в муфту 50 другой

металлической трубы 1 для нефтяной скважины таким образом, чтобы она вступила в контакт с контактной поверхностью 500 (будет раскрыта ниже) муфты 50.

[0041] Контактная поверхность 400 ниппеля содержит по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой, сформированную на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А. Контактная поверхность 400 ниппеля может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля. На ФИГ. 4 упорная поверхность 43 ниппеля расположена на передней торцевой поверхности первой концевой части 10А, а уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена на передней торцевой стороне первой концевой части 10А относительно части 41 с наружной резьбой на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А. То есть уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена между частью 41 с наружной резьбой и упорной поверхностью 43 ниппеля. Уплотнительная поверхность 42 ниппеля имеет форму конуса. 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.

[0042] Во время свинчивания 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 уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты в результате введения ниппеля 40 в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Таким образом уплотнительная поверхность 42 ниппеля плотно соприкасается с уплотнительной поверхностью 52 муфты в результате продолжения ввинчивания ниппеля 40 в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. В результате во время свинчивания уплотнительная поверхность 42 ниппеля плотно соприкасается с уплотнительной поверхностью 52 муфты, образуя уплотнение по типу металл-металл. Это позволяет улучшить газонепроницаемость свинченных друг с другом металлических труб 1 для нефтяной скважины.

[0043] На ФИГ. 4 упорная поверхность 43 ниппеля расположена на передней торцевой поверхности первой концевой части 10А. То есть в ниппеле 40, изображенном на ФИГ. 4, часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и упорная поверхность 43 ниппеля расположены в указанном порядке от центра основного корпуса 10 трубы по направлению к первой концевой части 10А. Во время свинчивания 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 вступает в контакт 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. В результате во время свинчивания можно достичь высокого крутящего момента. Кроме того, можно стабилизировать взаимное пространственное расположение ниппеля 40 и муфты 50 в свинченном состоянии.

[0044] Следует учитывать, что контактная поверхность 400 ниппеля 40 содержит по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. То есть 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 содержит часть 41 с наружной резьбой и упорную поверхность 43 ниппеля и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля. Контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и уплотнительную поверхность 42 ниппеля и не обязательно содержит упорную поверхность 43 ниппеля.

[0045] Конструкция муфты 50

На ФИГ. 5 изображено сечение, параллельное направлению оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины, иллюстрирующее часть вблизи муфты 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 3. Пунктирная линия на ФИГ. 5 обозначает конструкцию ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины в случае свинчивания с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины. Как показано на ФИГ. 5, муфта 50 содержит контактную поверхность 500 муфты на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. Во время свинчивания с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины ввинчивают в муфту 50, и контактная поверхность 500 муфты вступает в контакт с контактной поверхностью 400 ниппеля 40.

[0046] Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой, сформированную на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В. Во время свинчивания часть 51 с внутренней резьбой входит в зацепление с частью 41 с наружной резьбой ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины.

[0047] Контактная поверхность 500 муфты может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. На ФИГ. 5, уплотнительная поверхность 52 муфты расположена со стороны основного корпуса 10 трубы относительно части 51 с внутренней резьбой на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В. То есть уплотнительная поверхность 52 муфты расположена между частью 51 с внутренней резьбой и упорной поверхностью 53 муфты. Уплотнительная поверхность 52 муфты имеет форму конуса. 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.

[0048] Во время свинчивания 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, в результате ввинчивания ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины в муфту 50, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, и в результате продолжения ввинчивания ниппеля 40 уплотнительная поверхность 52 муфты плотно соприкасается с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля. В результате этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 52 муфты плотно соприкасается с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, образуя уплотнение по типу металл-металл. Это позволяет улучшить газонепроницаемость свинченных друг с другом металлических труб 1 для нефтяной скважины.

[0049] Упорная поверхность 53 муфты расположена на стороне основного корпуса 10 трубы относительно уплотнительной поверхности 52 муфты. Таким образом в муфте 50 упорная поверхность 53 муфты, уплотнительная поверхность 52 муфты и часть 51 с внутренней резьбой расположены в указанном порядке от центра основного корпуса 10 трубы к переднему торцу второй концевой части 10В. Во время свинчивания 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 вступает в контакт 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. В результате во время свинчивания можно

достичь высокого крутящего момента. Кроме того, можно стабилизировать взаимное пространственное расположение ниппеля 40 и муфты 50 в свинченном состоянии.

[0050] Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой. Во время свинчивания часть 51 с внутренней резьбой контактной поверхности 500 муфты 50 соответствует части 41 с наружной резьбой контактной поверхности 400 ниппеля 40 и входит в контакт с частью 41 с наружной резьбой. Уплотнительная поверхность 52 муфты соответствует уплотнительной поверхности 42 ниппеля и входит в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля. Упорная поверхность 53 муфты соответствует упорной поверхности 43 ниппеля и входит в контакт с упорной поверхностью 43 ниппеля.

[0051] 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.

[0052] Контактная поверхность 400 ниппеля может содержать несколько частей 41 с наружной резьбой, несколько уплотнительных поверхностей 42 ниппеля и несколько упорных поверхностей 43 ниппеля. Например, на контактной поверхности 400 ниппеля 40 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 от переднего торца первой концевой части 10А к центру основного корпуса 10 трубы. В этом случае на контактной поверхности 500 муфты 50 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 от переднего торца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы.

[0053] На ФИГ. 4 и 5 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 содержит 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. 6 изображен вид в частичном продольном разрезе металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, конфигурация которой отличается от конфигурации, показанной на ФИГ. 3.

[0054] Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины относится к интегральному типу

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины, изображенная на ФИГ. 2, ФИГ. 3 и ФИГ. 6, 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.

[0055] На ФИГ. 7 изображен вид в частичном продольном разрезе металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа согласно настоящему изобретению. Как показано на ФИГ. 7, 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. То есть 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.

[0056] Ниппель 40 сформирован на первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. Во время свинчивания 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. Во время свинчивания ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа вставляют и ввинчивают в муфту 50 и таким образом фиксируют в ниппеле 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа.

[0057] 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. 4. 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. 5. Следует отметить, что на ФИГ. 4 и ФИГ. 5, упорная поверхность 43 ниппеля, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и часть 41 с наружной резьбой расположены в ниппеле 40 в указанном порядке от переднего торца 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 расположены в муфте 50 в указанном 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.

[0058] Кратко говоря, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может относиться к типу с резьбой и соединительной муфтой или интегральному типу.

[0059] Покрытие из диоксида циркония

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит покрытие 100 из диоксида циркония на одной поверхности из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты или поверх нее. На ФИГ. 8 изображено сечение вблизи контактной поверхности 400 ниппеля металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. На ФИГ. 9 изображено сечение вблизи контактной поверхности 500 муфты, соответствующее ФИГ. 8. На ФИГ. 10 изображено сечение вблизи другой контактной поверхности 400 ниппеля, конфигурация которой отличается от конфигурации, показанной на ФИГ. 8. На ФИГ. 11 изображено сечение вблизи контактной поверхности 500 муфты, соответствующее ФИГ. 10.

[0060] Как показано на ФИГ. 8, покрытие 100 из диоксида циркония может быть сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля. В этом случае, как показано на ФИГ. 9, металлизированный слой 200 сформирован на или поверх соответствующей контактной поверхности 500 муфты. Далее, как показано на ФИГ. 11, покрытие 100 из диоксида циркония может быть сформировано на контактной поверхности 500 муфты. В этом случае, как показано на ФИГ. 10, металлизированный слой 200 сформирован на или поверх соответствующей контактной поверхности 400 ниппеля. То есть, покрытие 100 из диоксида циркония может быть сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты. Кратко говоря, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит покрытие 100 из диоксида циркония, сформированное на одной поверхности из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты или поверх нее.

[0061] Покрытие 100 из диоксида циркония в основном содержит аморфный диоксид циркония (ZrO_2) и/или аморфный гидроксид циркония ($Zr(OH)_4$). То есть, в покрытии 100 из диоксида циркония согласно настоящему изобретению общее содержание аморфного диоксида циркония (ZrO_2) и аморфного гидроксида циркония ($Zr(OH)_4$) составляет, например, 80 масс.% и более. Покрытие 100 из диоксида циркония может дополнительно содержать органическое соединение. Покрытие 100 из диоксида циркония представляет собой плотное, тонкое и однородное покрытие. По этой причине полимерное покрытие, сформированное на или поверх покрытия 100 из диоксида циркония, характеризуется низкой адгезионной способностью и может отслаиваться. Поэтому полагают, что полимерное покрытие, сформированное на или поверх металлизированного слоя 200, сохраняется даже после многократного повторения операций свинчивания и развинчивания и, как следствие, улучшает стойкость к образованию задиров

металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Полимерное покрытие будет раскрыто ниже.

[0062] Как раскрыто выше, покрытие 100 из диоксида циркония представляет собой тонкое покрытие. Поэтому толщину покрытия 100 из диоксида циркония трудно измерить. Тем не менее, наличие покрытия 100 из диоксида циркония можно подтвердить следующим способом. Сначала для покрытия из диоксида циркония строят калибровочную зависимость между содержанием Zr, полученным методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной высокочастотной плазмой (ICP-AES), и уровнем сигнала Zr, распознанным методом флуоресцентного рентгеновского анализа. В частности, уровень сигнала Zr измеряют с помощью флуоресцентного рентгеновского анализа для нескольких стальных листов, на каждом из которых сформировано покрытие из диоксида циркония различной толщины. Несколько стальных листов, на каждом из которых сформировано покрытие из диоксида циркония различной толщины, далее погружают в раствор фтористоводородной кислоты или иного подобного вещества для растворения покрытия из диоксида циркония. Элементный анализ методом ICP-AES выполняют на растворе фтористоводородной кислоты, в котором было растворено покрытие из диоксида циркония. Калибровочную зависимость строят на основании содержания Zr, полученного с помощью элементного анализа, и уровня сигнала Zr, полученного с помощью флуоресцентного рентгеновского анализа. Флуоресцентный рентгеновский анализ выполняют на контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты согласно настоящему изобретению для определения уровня сигнала Zr. Подтвердить наличие покрытия из диоксида циркония можно путем количественного определения содержания Zr в покрытии из диоксида циркония по полученному уровню сигнала Zr с использованием созданной калибровочной зависимости.

[0063] Металлизированный слой

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит покрытие 100 из диоксида циркония на одной поверхности из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты и содержит металлизированный слой 200 на другой поверхности из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты или поверх нее. Как раскрыто выше (см. ФИГ. 8 и 9, если покрытие 100 из диоксида циркония сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля, металлизированный слой 200 формируют на контактной поверхности 500 муфты или поверх нее. Аналогичным образом, согласно ФИГ. 10 и 11,

если покрытие 100 из диоксида циркония сформировано на контактной поверхности 500 муфты, металлизированный слой 200 формируют на контактной поверхности 400 ниппеля или поверх нее.

[0064] В данном случае формирование металлизированного слоя 200 на или поверх контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты, означает следующее: металлизированный слой 200 может быть сформирован непосредственно на контактной поверхности 400 ниппеля; металлизированный слой 200 может быть сформирован непосредственно на контактной поверхности 500 муфты; другой слой может быть сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля, и металлизированный слой 200 может быть сформирован поверх него; и другой слой может быть сформирован на контактной поверхности 500 муфты, и металлизированный слой 200 может быть сформирован поверх него. В частности, как показано на ФИГ. 9, другой слой 350 может быть сформирован на контактной поверхности 500 муфты, и металлизированный слой 200 может быть сформирован на другом слое 350. Далее, как показано на ФИГ. 10, металлизированный слой 200 может быть сформирован непосредственно на контактной поверхности 400 ниппеля. Другой слой 350 будет раскрыт ниже.

[0065] В настоящем изобретении выбор металлизированного слоя 200 по существу не ограничен. Металлизированный слой 200 может быть соответствующим образом выбран из известных металлизированных слоев. Например, металлизированный слой 200 может представлять собой металлизированный слой Cu, металлизированный слой Cr, металлизированный слой Zn, металлизированный слой Ni, металлизированный слой из сплава Cu-Sn, металлизированный слой из сплава Zn-Co, металлизированный слой из сплава Zn-Ni, металлизированный слой из сплава Ni-P или металлизированный слой из сплава Cu-Sn-Zn. В предпочтительном варианте металлизированный слой 200 представляет собой металлизированный слой из сплава Zn-Ni. Если металлизированный слой 200 представляет собой металлизированный слой из сплава Zn-Ni, стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяных скважин согласно настоящему изобретению дополнительно повышается благодаря его превосходной износостойкости.

[0066] Кроме того, в настоящем изобретении металлизированный слой 200 может представлять собой многослойный металлизированный слой, содержащий несколько металлизированных слоев. Кроме того, в настоящем изобретении толщина металлизированного слоя 200 по существу не ограничена. Толщина металлизированного слоя 200 составляет, например, от 1 до 50 мкм.

[0067] Первое полимерное покрытие

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит покрытие 100 из диоксида циркония на одной поверхности из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты и содержит первое полимерное покрытие 310 на или поверх покрытия 100 из диоксида циркония. В данном случае наличие первого полимерного покрытия 310 на или поверх покрытия 100 из диоксида циркония означает, что первое полимерное покрытие 310 может быть сформировано непосредственно на покрытии 100 из диоксида циркония, или что на покрытии 100 из диоксида циркония может быть сформирован другой слой, и первое полимерное покрытие 310 может быть сформировано на другом слое. В частности, как показано на ФИГ. 8, первое полимерное покрытие 310 может быть сформировано непосредственно на покрытии 100 из диоксида циркония. Далее, как показано на ФИГ. 11, другой слой 350 может быть сформирован на покрытии 100 из диоксида циркония, и первое полимерное покрытие 310 может быть сформировано на другом слое 350.

[0068] Согласно настоящему изобретению выбор первого полимерного покрытия 310 по существу не ограничен. Первое полимерное покрытие 310 может быть соответствующим образом выбрано из известных полимерных покрытий. Основным материалом первого полимерного покрытия 310 является полимер. Выбор полимера по существу не ограничен, и можно использовать известный полимер. Полимер может представлять собой, например, термореактивный полимер или отверждаемый ультрафиолетом полимер. В частности, полимер может представлять собой, например, акриловую смолу, кремнийорганическую смолу, акрилово-кремнийорганическую смолу, уретановую смолу, эпоксидную смолу, фторкаучук, фенольную смолу, полиимидную смолу, полиамидно-имидную смолу, полиамидную смолу или полиэфирэфиркетоновую смолу. Предпочтительно, первое полимерное покрытие 310 представляет собой один или несколько видов, выбранных из группы, состоящей из акриловой смолы, уретановой смолы и эпоксидной смолы. В этом случае полимер становится более твердым в результате термического отверждения, и стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяных скважин согласно настоящему изобретению дополнительно повышается. В более предпочтительном варианте первое полимерное покрытие 310 представляет собой эпоксидную смолу.

[0069] Первое полимерное покрытие 310 согласно настоящему изобретению может дополнительно содержать смазочный материал. Выбор смазочного материала по существу не ограничен при условии, что он представляет собой материал, повышающий смазывающую способность первого полимерного покрытия 310. Смазочный материал

может представлять собой, например, графит, оксид цинка, нитрид бора, тальк, дисульфид молибдена или дисульфид вольфрама, фторид графита, сульфид олова, сульфид висмута, органический молибден, тиосульфат, политетрафторэтилен (PTFE), цианурат меламина (MCA) или перфторполиэфир (PFPE). Кроме того, несколько типов вышеупомянутых смазочных материалов могут содержаться в комбинации.

[0070] Первое полимерное покрытие 310 согласно настоящему изобретению может содержать другие материалы. Например, оно может содержать пигмент, антикоррозионное вещество или антисептическое средство. Таким образом, согласно настоящему изобретению выбор первого полимерного покрытия 310 по существу не ограничен и может представлять собой известную конфигурацию. Кроме того, согласно настоящему изобретению толщина первого полимерного покрытия 310 по существу не ограничена. Толщина первого полимерного покрытия 310 составляет, например, от 1 до 100 мкм.

[0071] Второе полимерное покрытие

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит покрытие 100 из диоксида циркония на одной поверхности из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты и содержит металлизированный слой 200 на другой поверхности из контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты или поверх нее, а также содержит второе полимерное покрытие 320 на или поверх металлизированного слоя 200. В данном случае включение второго полимерного покрытия 320 на или поверх металлизированного слоя 200 означает, что второе полимерное покрытие 320 может быть сформировано непосредственно на металлизированном слое 200, или что на металлизированном слое 200 может быть сформирован другой слой, и второе полимерное покрытие 320 может быть сформировано на другом слое. В частности, как показано на ФИГ. 9, второе полимерное покрытие 320 может быть сформировано непосредственно на металлизированном слое 200. Далее, как показано на ФИГ. 10, другой слой 350 может быть сформирован на металлизированном слое 200, и второе полимерное покрытие 320 может быть сформировано поверх него.

[0072] Согласно настоящему изобретению выбор второго полимерного покрытия 320 по существу не ограничен. Второе полимерное покрытие 320 может быть соответствующим образом выбрано из известных полимерных покрытий. Основным материалом второго полимерного покрытия 320 является полимер. Выбор полимера по существу не ограничен, и можно использовать известный полимер. Полимер может представлять собой, например, фенольную смолу, уретановую смолу, эпоксидную смолу, фурановую смолу,

полиимидную смолу, полиамидно-имидную смолу, полиамидную смолу или полиэфирэфиркетоновую смолу. Предпочтительно, второе полимерное покрытие 320 представляет собой один или несколько видов, выбранных из группы, состоящей из фенольной смолы, уретановой смолы и эпоксидной смолы. В этом случае полимер становится более твердым в результате термического отверждения, и стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяных скважин согласно настоящему изобретению дополнительно повышается. В более предпочтительном варианте второе полимерное покрытие 320 представляет собой эпоксидную смолу.

[0073] Второе полимерное покрытие 320 согласно настоящему изобретению может дополнительно содержать смазочный материал. Выбор смазочного материала по существу не ограничен при условии, что он представляет собой материал, повышающий смазывающую способность второго полимерного покрытия 320. Смазочный материал может представлять собой, например, графит, оксид цинка, нитрид бора, тальк, дисульфид молибдена или дисульфид вольфрама, фторид графита, сульфид олова, сульфид висмута, органический молибден, тиосульфат, политетрафторэтилен (PTFE), цианурат меламина (MCA) или перфторполиэфир (PFPE). Кроме того, несколько типов раскрытых выше смазочных материалов могут содержаться в комбинации.

[0074] Второе полимерное покрытие 320 согласно настоящему изобретению может содержать другие материалы. Например, оно может содержать пигмент, антикоррозийное вещество или антисептическое средство. Таким образом, согласно настоящему изобретению выбор второго полимерного покрытия 320 по существу не ограничен и может представлять собой известную конфигурацию. Кроме того, согласно настоящему изобретению толщина второго полимерного покрытия 320 по существу не ограничена. Толщина второго полимерного покрытия 320 составляет, например, от 1 до 100 мкм. Следует отметить, что второе полимерное покрытие 320 может иметь ту же конфигурацию, что и первое полимерное покрытие 310, или может иметь отличающуюся конфигурацию. То есть, второе полимерное покрытие 320 может содержать тот же полимер, тот же смазочный материал и то же антисептическое средство, что и первое полимерное покрытие 310. Второе полимерное покрытие 320 может дополнительно содержать другой полимер, другой смазочный материал и другой пигмент, отличающиеся от первого полимерного покрытия 310.

[0075] Прочие слои

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может содержать покрытие 100 из диоксида циркония, металлизированный слой 200,

первое полимерное покрытие 310, второе полимерное покрытие 320 и другой слой 350 на или поверх контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты. Как показано на ФИГ. 9, другой слой 350 может быть предусмотрен в нижнем слое металлизированного слоя 200 (между контактной поверхностью 500 муфты и металлизированным слоем 200). В этом случае, например, покрытие из фосфата цинка может быть включено в качестве полученного химической конверсией слоя в нижний слой металлизированного слоя 200. Как показано на ФИГ. 10, другой слой 350 может быть включен в верхний слой металлизированного слоя 200, который также служит нижним слоем второго полимерного покрытия 320 (между металлизированным слоем 200 и вторым полимерным покрытием 320). В этом случае, например, покрытие из фосфата цинка или из хромата может быть включено в качестве полученного химической конверсией слоя в верхний слой металлизированного слоя 200. Как показано на ФИГ. 11, другой слой 350 может быть включен в верхний слой покрытия 100 из диоксида циркония, который также служит нижним слоем первого полимерного покрытия 310 (между покрытием 100 из диоксида циркония и первым полимерным покрытием 310).

[0076] Химический состав основного корпуса трубы

Химический состав основного корпуса 10 металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, по существу, не ограничен. То есть, в данном изобретении выбор 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, сплава и т. п. То есть металлическая труба 1 для нефтяной скважины может представлять собой трубу, изготовленную из сплава на основе железа, или трубу из сплава, представленную трубой из сплава на основе никеля. При этом труба представляет собой, например, трубу из низколегированной стали, мартенситной нержавеющей стали и дуплексной нержавеющей стали и т.п. В то же время, среди легированных сталей сплавы на основе Ni и высоколегированные стали, такие как дуплексные нержавеющие стали, содержащие легирующие элементы, такие как Cr, Ni и Mo, обладают высокой коррозионной стойкостью. Таким образом, использование этих высоколегированных сталей в качестве основного корпуса 10 трубы позволяет получить превосходную коррозионную стойкость в коррозионной среде, содержащей сероводород, диоксид углерода и т. п.

[0077] Способ изготовления

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

[0078]

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения содержит процесс подготовки, процесс химической конверсии циркония, процесс металлизации и процесс формирования полимерного покрытия.

[0079] Процесс подготовки

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

[0080] Процесс химической конверсии циркония

В процессе химической конверсии циркония подготовленную металлическую трубу 1 для нефтяной скважины подвергают химической конверсии циркония для формирования покрытия 100 из диоксида циркония. Химическая конверсия циркония может быть выполнена известным способом. Способ химической конверсии циркония может быть осуществлен, например, путем погружения контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты в раствор для обработки или опрыскивания контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты раствором для обработки. Кроме того, в качестве раствора для химической конверсии циркония можно использовать доступный на рынке раствор. Кроме того, условия обработки в процессе химической конверсии циркония могут быть заданы соответствующим образом. Например, химическая конверсия циркония может быть выполнена при концентрации раствора для обработки от 3 до 10 г/л, температуре раствора для обработки от 20 до 45°C и времени обработки от 30 до 240 секунд.

[0081] Процесс металлизации

В процессе металлизации на контактную поверхность 400 ниппеля и контактную поверхность 500 муфты подготовленной металлической трубы 1 для нефтяной скважины контактную поверхность, на которой не сформировано покрытие 100 из диоксида циркония, подвергают обработке для формирования металлизированного слоя 200.

Металлизация может быть выполнена известным способом. В качестве способа металлизации используют, например, гальваническую обработку.

[0082] При формировании металлизированного слоя из сплава Zn-Ni гальваническая ванна содержит ионы цинка и ионы никеля. Примерный состав гальванической ванны: Zn: от 1 до 100 г/л и Ni: от 1 до 50 г/л. Могут быть установлены соответствующие условия для гальванической обработки. Например, гальваническую обработку можно выполнять при pH гальванической ванны от 1 до 10, температуре гальванической ванны от 30 до 80°C, плотности тока от 1 до 100 А/дм² и времени обработки от 0,1 до 30 минут.

[0083] Процесс формирования полимерного покрытия

В процессе формирования полимерного покрытия первое полимерное покрытие 310 и второе полимерное покрытие 320 формируют для контактной поверхности (400 или 500), на которой сформировано покрытие 100 из диоксида циркония, и контактной поверхности (400 или 500), на которой сформирован металлизированный слой 200. Выбор способа формирования первого полимерного покрытия 310 и второго полимерного покрытия 320 по существу не ограничен. То есть, первое полимерное покрытие 310 и второе полимерное покрытие 320 могут быть сформированы известным способом. Например, полимерное покрытие может быть сформировано путем нанесения состава первого полимерного покрытия 310 на контактную поверхность (400 или 500), на которой сформировано покрытие 100 из диоксида циркония, и последующей сушки этого состава. Аналогичным образом, полимерное покрытие может быть сформировано путем нанесения состава второго полимерного покрытия 320 на контактную поверхность (400 или 500), на которой сформирован металлизированный слой 200, и последующей сушки этого состава. При этом выбор способа нанесения состава по существу не ограничен. Например, нанесение может быть выполнено распылением, кистью или погружением. Выбор способа сушки также по существу не ограничен. Например, сушка может быть выполнена путем нагревания до 60°C в течение 20 минут или путем оставления на воздухе.

[0084] Прочие процессы

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может содержать другие процессы в составе производственного процесса. Например, может быть проведена предварительная обработка, в частности пескоструйная обработка. Кроме того, например, могут быть выполнены другие виды химической конверсии, отличающиеся от химической конверсии циркония. Например, может быть проведена дополнительная обработка хроматом. Таким образом, могут быть осуществлены известные производственные процессы.

[0085] Металлическую трубу 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению производят с применением раскрытых процессов. Тем не менее, раскрытый выше способ производства является одним из примеров способа производства металлической трубы 1 для нефтяной скважины в соответствии с настоящим изобретением, и этот способ производства не ограничивает изобретение. Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может быть изготовлена другим способом.

Пример 1

[0086] 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 осуществимости и преимуществ металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. Таким образом, металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению не ограничивается этим примером условий.

[0087] В примере 1 в качестве металлической трубы для нефтяной скважины использовали трубу VAM21 (зарегистрированный товарный знак) производства компании Nippon Steel Corporation. VAM21 (зарегистрированный товарный знак) – это металлическая труба для нефтяных скважин с наружным диаметром 244,48 мм (9 5/8 дюйма) и толщиной стенки 13,84 мм. Марка стали соответствовала P110 согласно стандарту API 5CT.

[0088] Испытание №1

В испытании №1 на контактной поверхности ниппеля выполнили химическую конверсию циркония для формирования покрытия из диоксида циркония. При химической конверсии циркония в качестве раствора для обработки использовали PALLUCID 1500 (торговое название) производства компании Nihon Parkerizing Co. Концентрация раствора для обработки составляла 50 г/л, температура обработки – 45°C, а время обработки – 60 секунд.

[0089] Далее на контактной поверхности ниппеля в испытании №1, на которой было сформировано покрытие из диоксида циркония, сформировали первое полимерное покрытие. В частности, был нанесен состав, содержащий эпоксидную смолу. Способ нанесения – распыление. После нанесения первое полимерное покрытие нагревали до температуры 50°C в течение 5 минут для высыхания.

[0090] Гальваническую обработку выполнили на контактной поверхности муфты для формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni. В качестве гальванической

ванны для металлизации сплавом Zn-Ni использовали DAIN Zin alloy N-PL (торговое название), производимую Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. Условия гальванической обработки: pH гальванической ванны 6,5, температура гальванической ванны 25°C, плотность тока 2 А/дм², время обработки 18 минут. Гальваническая ванна содержала 85% Zn и 15% Ni.

[0091] Далее сформировали второе полимерное покрытие на контактной поверхности муфты в испытании №1, на которой был сформирован металлизированный слой из сплава Zn-Ni. В частности, был нанесен состав, содержащий эпоксидную смолу. Способ нанесения – распыление. После нанесения второе полимерное покрытие нагревали до температуры 230°C в течение 10 минут для высыхания.

[0092] Испытание №2

В испытании №2 покрытие из фосфата цинка сформировали путем химической конверсии фосфата цинка на контактной поверхности ниппеля. При химической конверсии фосфата цинка в качестве раствора для обработки использовали PB-181X (торговое название) производства компании Nihon Parkerizing Co. Общая кислотность раствора для обработки составляла 45 т, температура обработки – 80°C, время обработки – 400 секунд. В остальном конфигурация испытания №2 не отличалась от испытания №1. То есть, на контактной поверхности ниппеля в испытании №2 на покрытии из фосфата цинка сформировали первое полимерное покрытие, содержащее эпоксидную смолу, аналогичную использованной в испытании №1.

[0093] Испытание на стойкость к образованию задиров

Для оценки стойкости к образованию задиров выполнили повторные испытания свинчивания в рамках испытаний №1 и №2. Используя ниппель и муфту из испытаний №1 и №2, свинчивание и развинчивание повторяли при комнатной температуре (20°C). В частности, свинчивание повторяли при скорости свинчивания 10 об/мин и крутящем моменте затяжки 42,8 кН·м. Крутящий момент измеряли во время свинчивания. Крутящий момент упора при каждом свинчивании в испытаниях №1 и №2 приведен в таблице 1.

[0094] Таблица 1

Количество операций свинчивания (раз)	Крутящий момент упора (фут-фунт)	
	Испытание №1	Испытание №2
1	16510	15985
2	24264	18958
3	24348	20982
4	21975	24073
5	23234	24308
6	25348	27658
7	25762	28095

[0095] Результаты оценки

Согласно таблице 1, в испытании №1 на контактной поверхности ниппеля сформировали покрытие из диоксида циркония. В результате, по сравнению с металлической трубой для нефтяной скважины, в которой на контактной поверхности ниппеля было сформировано покрытие из фосфата цинка, крутящий момент упора был ниже по мере увеличения количества операций свинчивания. То есть, металлическая труба для нефтяной скважины, прошедшая испытание №1, показала отличную стойкость к образованию задиров.

Пример 2

[0096] В Примере 2 полученный химической конверсией слой и полимерное покрытие, а также металлизированный слой и полимерное покрытие были сформированы на образце для испытания пластин, чтобы оценить прочность полимерного покрытия на отслаивание. В частности, в качестве образца для испытаний использовали холоднокатаный стальной лист толщиной 0,8 мм и размером 70 мм × 150 мм. Марка стали холоднокатаного стального листа, использованного в качестве образца для испытаний, соответствовала SPCC, указанной в JIS G 3141 (2017).

[0097] Испытание №3

В образце для испытания №3, подобно варианту с контактной поверхностью ниппеля для испытания №1 примера 1, выполнили химическую конверсию циркония для формирования покрытия из диоксида циркония. Кроме того, подобно варианту с контактной поверхностью ниппеля в испытании №1 примера 1, было сформировано первое полимерное покрытие. Способ химической конверсии циркония и способ формирования первого полимерного покрытия не отличались от способов, используемых в испытании №1 примера 1.

[0098] Испытание №4

В образце для испытания №4, подобно варианту с контактной поверхностью ниппеля для испытания №2 примера 1, выполнили химическую конверсию фосфата цинка для формирования покрытия из фосфата цинка. Кроме того, подобно варианту с контактной поверхностью ниппеля в испытании №2 примера 1, было сформировано первое полимерное покрытие. Способ химической конверсии фосфата цинка и способ формирования первого полимерного покрытия не отличались от способов, используемых в испытании №2 примера 1.

[0099] Испытание №5

В образце для испытания № 5, подобно варианту с контактной поверхностью муфты для испытания №1 примера 1, выполнили гальваническую обработку для формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni. Кроме того, подобно варианту с контактной поверхностью муфты в испытании №1 примера 1, было сформировано второе полимерное покрытие. Способ гальванической обработки и способ формирования второго полимерного покрытия не отличались от способов, используемых в испытании №1 примера 1.

[0100] Определение твердости по карандашной шкале

Для образцов испытаний №№ 3-5 выполнили определение твердости царапанием (карандашный метод) согласно JIS K 5600-5-4 (1999), чтобы оценить прочность на отслаивание полимерного покрытия для каждого номера испытания. В частности, для образцов испытаний №№ 3-5, после того как передний край карандаша был помещен на полимерное покрытие, карандаш толкали таким образом, чтобы он был сразу же отодвинут со скоростью от 0,5 до 1,0 мм/с на расстояние 7 мм и более. Наличие или отсутствие царапин определяли невооруженным глазом. При отсутствии царапин твердость грифеля карандаша повышали на одну ступень и продолжали испытание. Таким образом, были получены значения твердости грифеля карандаша, при которых отсутствие царапин подтверждалось при царапании карандашом, твердости грифеля карандаша, при которой царапина была подтверждена впервые, и твердости грифеля карандаша, при которой полимерное покрытие отслаивалось. В таблице 2 приведены результаты определения твердости по карандашной шкале в соответствии с каждым номером испытания.

[0101] Таблица 2

Испытание №	Нижний слой	Верхний слой	Без царапин	С царапиной	Отслаивание
3	Покрытие из диоксида циркония	Эпоксидная смола	Н	2Н	3Н
4	Покрытие из фосфата цинка	Эпоксидная смола	2Н	3Н	7Н
5	Металлизированный слой из сплава Zn-Ni	Эпоксидная смола	2Н	3Н	4Н

[0102] Результаты оценки

Как показано в Таблице 2, было подтверждено, что полимерное покрытие, сформированное на покрытии из диоксида циркония согласно испытанию №3, будет

отслаиваться с большей вероятностью по сравнению с покрытиями согласно испытаниям №4 и №5. С другой стороны, было подтверждено, что полимерное покрытие, сформированное на покрытии из фосфата цинка согласно испытанию №4, имеет такой же уровень отслаиваемости, как и полимерное покрытие, сформированное на металлизированном слое из сплава Zn-Ni согласно испытанию №5.

[0103] Таким образом, раскрыты примеры осуществления настоящего изобретения. Вместе с тем, раскрытые выше примеры изобретения являются исключительно примерами осуществления настоящего изобретения. Таким образом, настоящее изобретение не ограничивается раскрытыми выше примерами осуществления, и раскрытые выше примеры осуществления могут быть соответствующим образом изменены и реализованы в пределах, не отступающих от сущности настоящего изобретения.

ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОЧНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

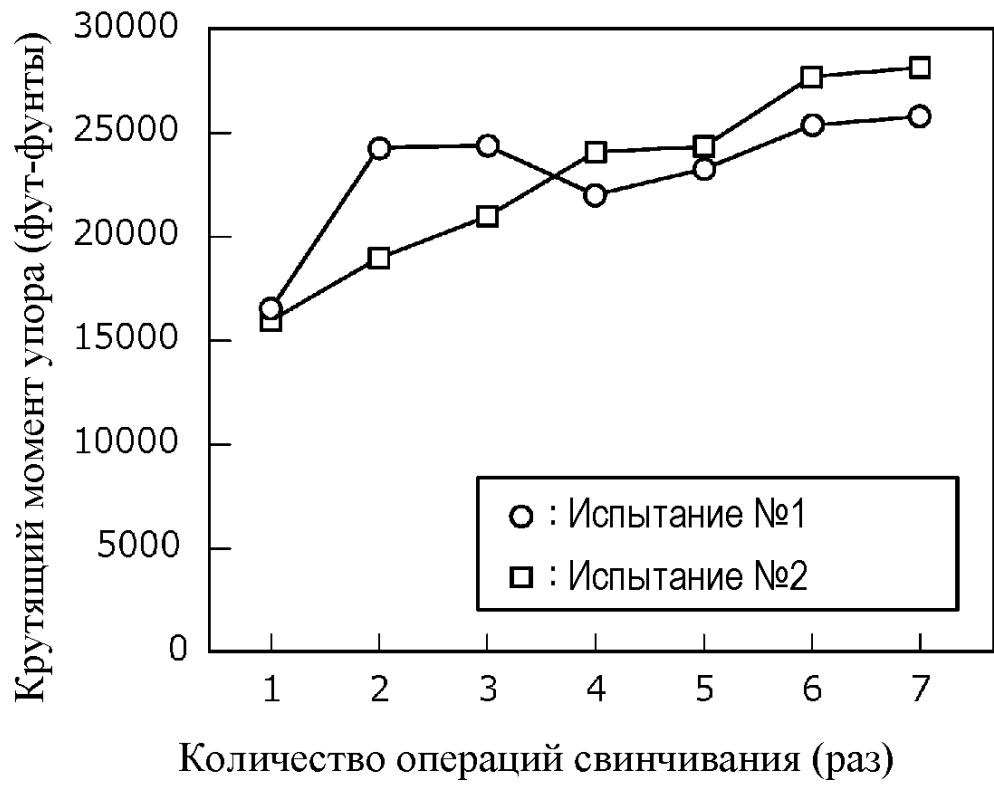
[0104]

- 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 Покрытие из диоксида циркония
- 200 Металлизированный слой
- 310 Первое полимерное покрытие
- 320 Второе полимерное покрытие
- 400 Контактная поверхность ниппеля
- 500 Контактная поверхность муфты

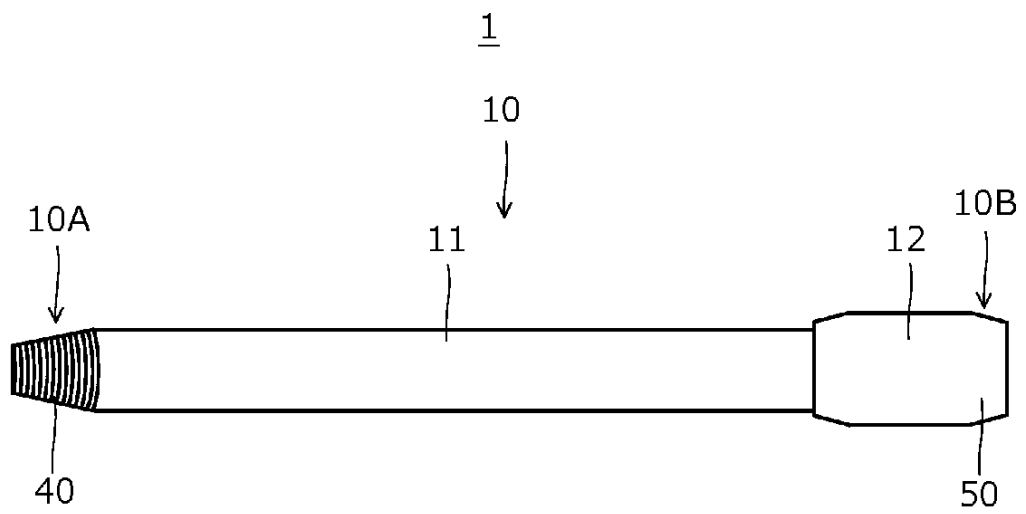
ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Металлическая труба для нефтяной скважины, содержащая:
основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть,
основной корпус трубы содержит:
ниппель, сформированный на первой концевой части; и
муфту, сформированную на второй концевой части;
причем
ниппель содержит контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой; и
муфта содержит контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой;
при этом металлическая труба для нефтяной скважины дополнительно содержит:
покрытие из диоксида циркония, сформированное на одной поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты;
первое полимерное покрытие, сформированное на или поверх покрытия из диоксида циркония,
металлизированный слой, сформированный на или поверх другой поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты,
второе полимерное покрытие, сформированное на или поверх металлизированного слоя.
2. Металлическая труба для нефтяной скважины по п. 1, в которой
покрытие из диоксида циркония сформировано на контактной поверхности ниппеля,
и
металлизированный слой сформирован на или поверх контактной поверхности муфты.
3. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.п. 1 или 2, в которой
металлизированный слой представляет собой металлизированный слой из сплава Zn-Ni.

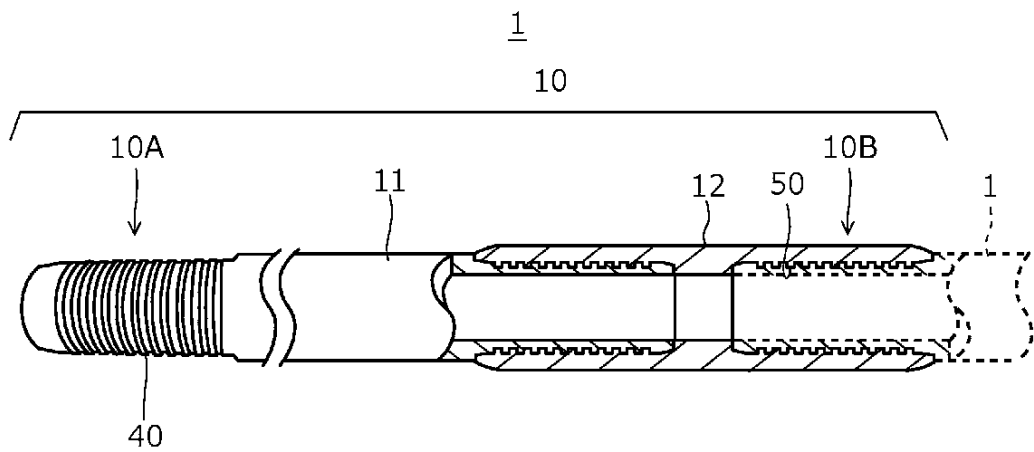
ФИГ. 1



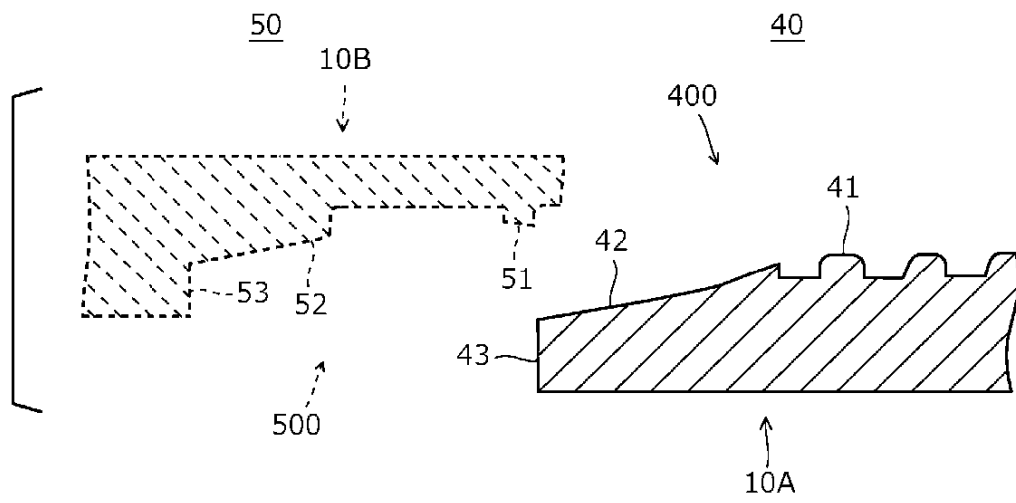
ФИГ. 2



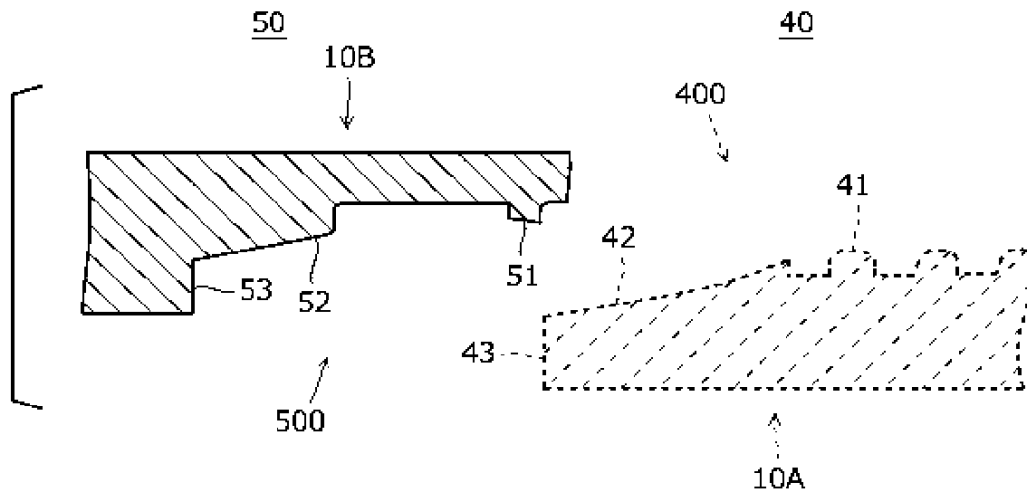
ФИГ. 3



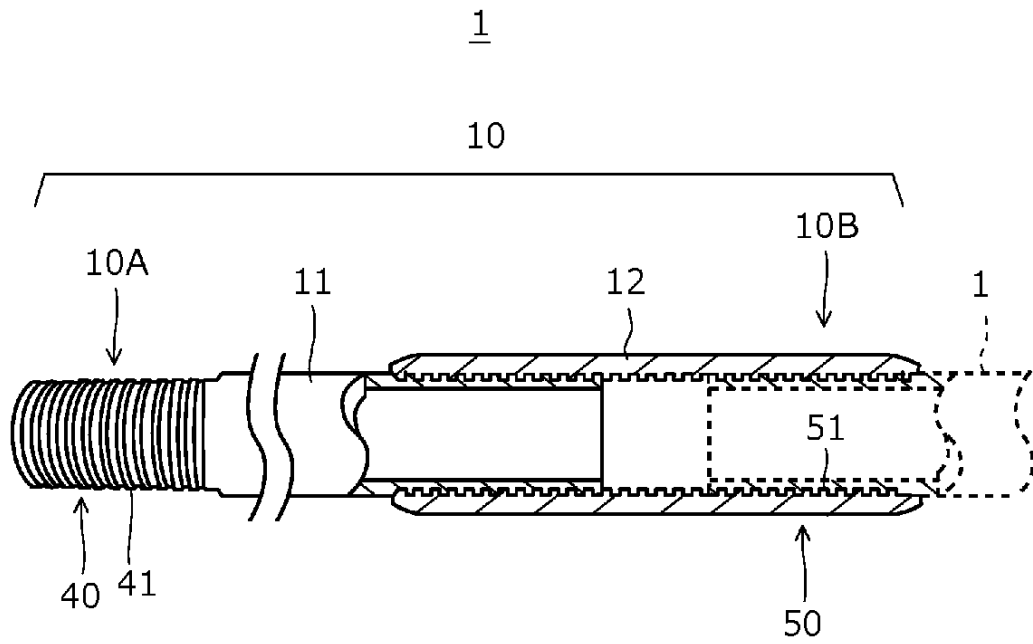
ФИГ. 4



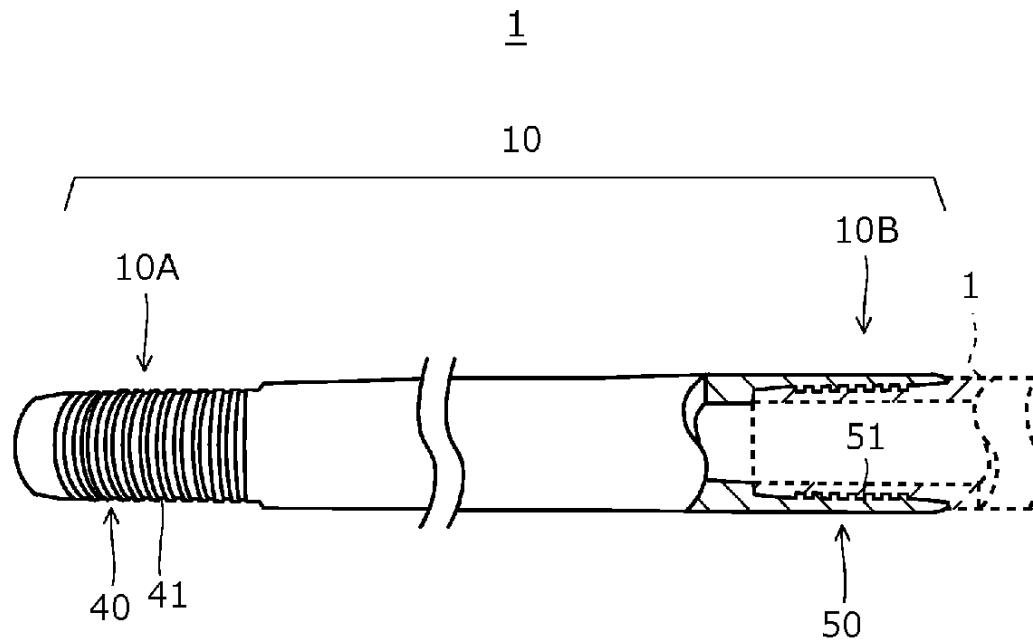
ФИГ. 5



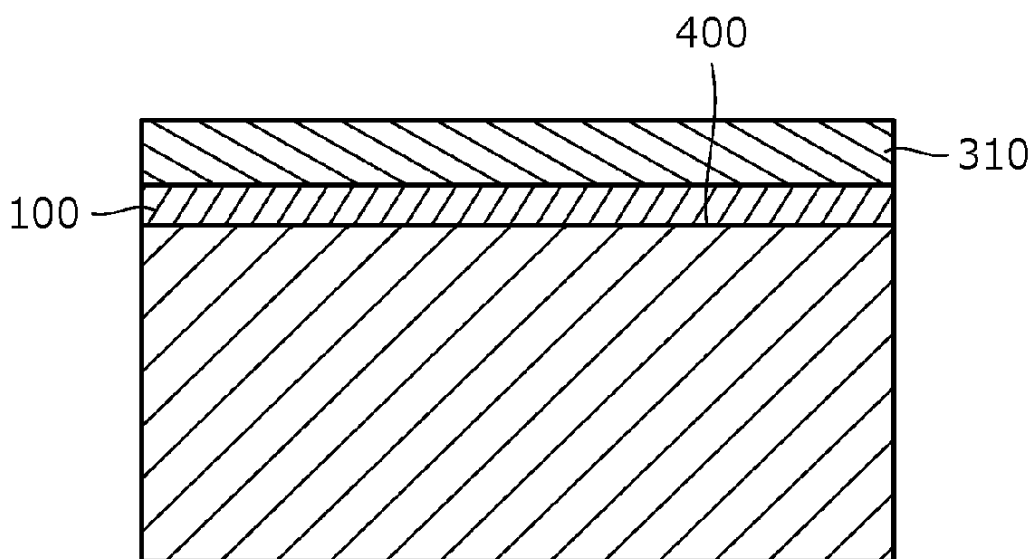
ФИГ. 6



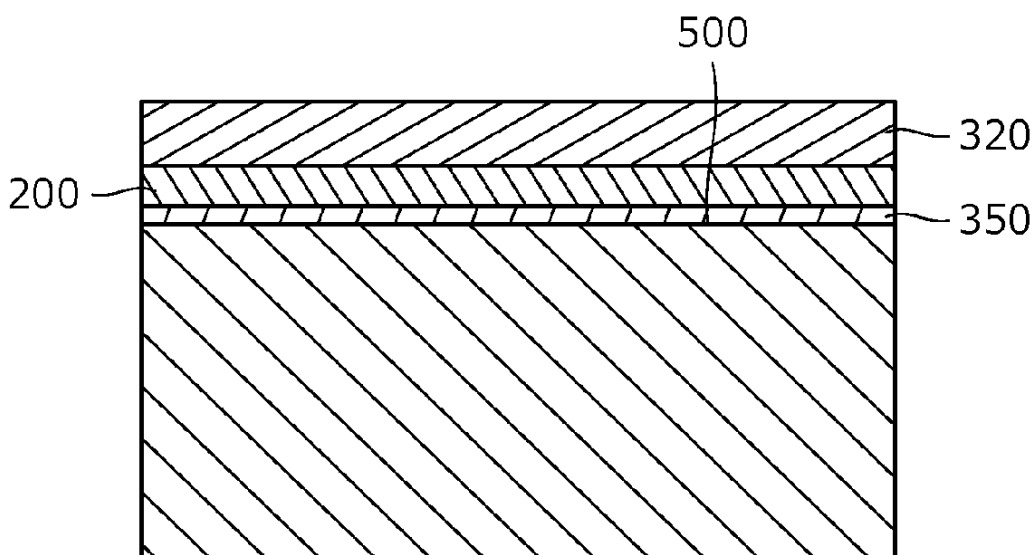
ФИГ. 7



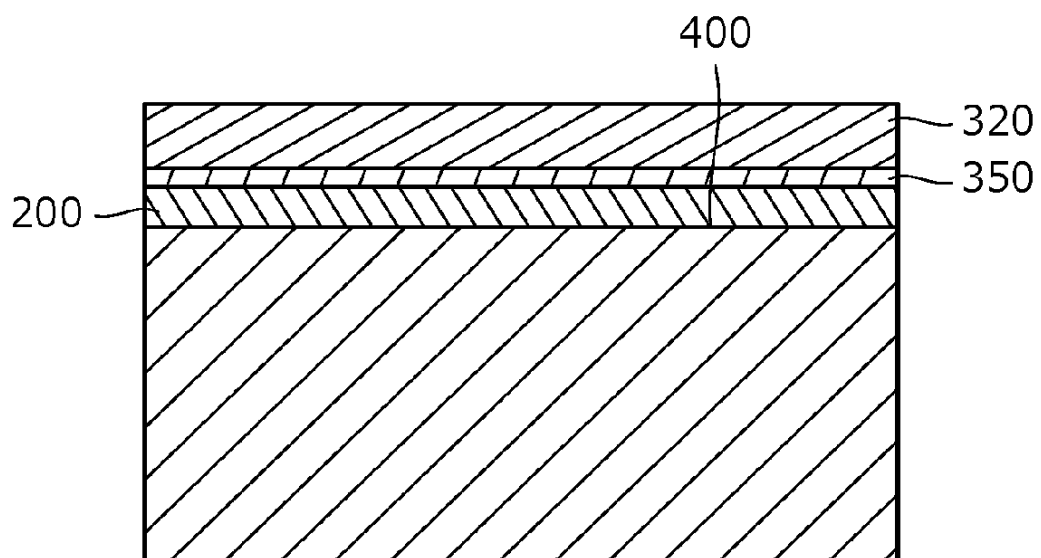
ФИГ. 8



ФИГ. 9



ФИГ. 10



ФИГ. 11

