

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **045795**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента

2023.12.27

(21) Номер заявки

202390535

(22) Дата подачи заявки

2021.08.16

(51) Int. Cl.

F16L 15/04 (2006.01)
C08K 5/3417 (2006.01)
C08L 101/00 (2006.01)
C10M 103/00 (2006.01)
C10M 107/38 (2006.01)
C10M 139/00 (2006.01)
C10N 10/04 (2006.01)
C10N 10/08 (2006.01)
C10N 10/10 (2006.01)
C10N 10/12 (2006.01)
C10N 30/00 (2006.01)
C10N 40/02 (2006.01)

(54) МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ ТРУБА ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ И СПОСОБ ЕЕ ИЗГОТОВЛЕНИЯ(31) **2020-139430**(32) **2020.08.20**(33) **JP**(43) **2023.04.17**(86) **PCT/JP2021/029935**(87) **WO 2022/039131 2022.02.24**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

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

(72) Изобретатель:

**Абе Томока, Томияс Кен, Мацумото
Кейзи, Оцуй Мамори (JP)**

(74) Представитель:

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

(56) **WO-A1-2018216416
JP-A-2015506445
JP-A-2008527249
US-A1-20100096850
JP-A-11507678**

(57) Металлическая труба для нефтяной скважины согласно изобретению может свинчиваться с высоким крутящим моментом, даже если металлическая труба для нефтяной скважины имеет большой диаметр. Металлическая труба (1) для нефтяной скважины имеет основной корпус (10) трубы, содержащий первую концевую часть (10А) и вторую концевую часть (10В). Основным корпус (10) трубы содержит ниппель (40), сформированный на первой концевой части (10А), и муфту (50), сформированную на второй концевой части (10В). Ниппель (40) содержит контактную поверхность (400) ниппеля, имеющую часть (41) с наружной резьбой, и муфта (50) содержит контактную поверхность (500) муфты, имеющую часть (51) с наружной резьбой. Металлическая труба (1) для нефтяной скважины согласно изобретению также содержит полимерное покрытие (100), содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на или поверх, по меньшей мере, одной из контактной поверхности (400) ниппеля и контактной поверхности (500) муфты.

045795 B1**045795 B1**

Область техники

Изобретение относится к металлической трубе для нефтяной скважины и способу ее изготовления.

Предшествующий уровень техники

Металлическая труба для нефтяной скважины используется для бурения на месторождениях нефти и природного газа (далее совместно именуемые "нефтяные скважины"). Металлическая труба для нефтяной скважины имеет резьбовое соединение. В частности, на буровой площадке нефтяной скважины множество металлических труб для нефтяной скважины соединены для образования объединенного корпуса трубных изделий нефтепромыслового сортамента, типичным примером которого может служить обсадная труба или насосно-компрессорная труба. Объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента сформирован за счет свинчивания металлических труб для нефтяной скважины друг с другом. Иногда на объединенных корпусах трубных изделий нефтепромыслового сортамента проводят инспекции. При проведении инспекции объединенный корпус трубных изделий нефтепромыслового сортамента вытягивают и ослабляют. 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, и металлические трубы для нефтяной скважины повторно используют как часть объединенного корпуса трубных изделий нефтепромыслового сортамента.

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.

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.

До настоящего времени для повышения стойкости металлических труб для нефтяной скважины к образованию задиров использовались компаундные консистентные смазки, содержащие порошок 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.

Технология повышения стойкости металлической трубы для нефтяной скважины к образованию задиров предложена, например, в публикации международной заявки WO2014/042144 (патентный документ 1) и публикации международной заявки WO2017/047722 (патентный документ 2). Композиция, раскрытая в Патентном документе 1, является композицией для формирования твердого покрытия на поверхности резьбового соединения металлической трубы для нефтяной скважины. Композиция содержит в смешанном растворителе, содержащем воду и диполярный апротонный растворитель, порошкообразный органический полимер, который по меньшей мере частично растворяется в диполярном апротонном растворителе. В композиции порошкообразный органический полимер присутствует в растворенном или дисперсном состоянии в смешанном растворителе. Композиция, раскрытая в Патентном документе 2, является композицией для формирования твердого смазывающего покрытия на резьбовом соединении металлической трубы для нефтяной скважины. Композиция содержит связующее вещество, присадку к смазывающему материалу, противокоррозионную добавку и пластификатор.

Список процитированных материалов

Патентные документы

Патентный документ 1: Публикация международной заявки № WO2014/042144

Патентный документ 2: Публикация международной заявки № WO2017/047722

Сущность изобретения

Техническая задача

В этой связи для металлической трубы для нефтяной скважины используют разные размеры (диаметры). Поэтому желательно, чтобы свинченные между собой металлические трубы для нефтяной сква-

жины с трудом развинчивались, независимо от большого или маленького размера металлической трубы для нефтяной скважины. В этом отношении предварительно задают высокий крутящий момент затяжки для металлической трубы для нефтяной скважины большого диаметра, чтобы свинченные между собой металлические трубы для нефтяной скважины не развинчивались.

В случае свинчивания металлических труб для нефтяной скважины большого диаметра с высоким крутящим моментом требуется, чтобы характеристика высокого крутящего момента затяжки была высокой. Фраза "характеристика высокого крутящего момента является высокой" означает, что, другими словами, крутящий момент при сопротивлении упора высокий. Термин "крутящий момент при сопротивлении упора" означает разность между крутящим моментом на пределе текучести, при котором одна часть резьбового соединения пластически деформируется, и крутящим моментом упора, при котором натяг между резьбовыми соединениями быстро увеличивается. С другой стороны, даже при применении технологий, раскрытых в Патентном документе 1 и Патентном документе 2, в некоторых случаях крутящий момент при сопротивлении упора низкий. В таком случае сложно свинчивать металлические трубы для нефтяной скважины большого диаметра с высоким крутящим моментом.

Целью настоящего описания изобретения является предложение металлической трубы для нефтяной скважины, которая может быть свинчена с высоким крутящим моментом, даже когда металлическая труба для нефтяной скважины имеет большой диаметр, и способ ее изготовления.

Решение задачи

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, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на или поверх по меньшей мере одной из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты.

Способ изготовления металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит следующие этапы:

подготовка металлической трубы для нефтяной скважины, при этом металлическая труба для нефтяной скважины содержит основной корпус трубы, содержащий ниппель, содержащий контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой, и муфту, содержащую контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой;

нанесение композиции, содержащей полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на по меньшей мере одну поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты; и

отверждение композиции, нанесенной для формирования полимерного покрытия.

Технические результаты изобретения

Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может быть свинчена с высоким крутящим моментом, даже если металлическая труба для нефтяной скважины имеет большой диаметр. Способ изготовления металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению позволяет изготовить вышеуказанную металлическую трубу для нефтяной скважины.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 представлена график, иллюстрирующий взаимосвязь между количеством оборотов имеющей участок упора металлической трубы для нефтяной скважины и крутящим моментом при свинчивании металлической трубы для нефтяной скважины.

На фиг. 2А представлен график, иллюстрирующий взаимосвязь между содержанием фталоцианина меди в полимерном покрытии и высокой характеристикой крутящего момента.

На фиг. 2В представлена в увеличенном масштабе часть графика, иллюстрирующего взаимосвязь между содержанием фталоцианина меди в полимерном покрытии и характеристикой высокого крутящего момента, показанного на фиг. 2А.

На фиг. 3 показана схема, иллюстрирующая один пример металлической трубы для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения.

На фиг. 4 показан частичный вид в разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению оси трубы муфты металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на фиг. 3.

На фиг. 5 представлен вид в разрезе, параллельном направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на фиг. 4, иллюстрирующий часть рядом с ниппелем металлической трубы для нефтяной скважины.

На фиг. 6 представлен вид в разрезе, параллельном направлению оси металлической трубы для нефтяной скважины, показанной на фиг. 4, иллюстрирующий часть рядом с муфтой металлической трубы для нефтяной скважины.

На фиг. 7 представлен частичный вид в разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению

оси трубы соединительной муфты металлической трубы для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающийся от фиг. 4.

На фиг. 8 показана схема, иллюстрирующая металлическую трубу интегрального типа для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения.

На фиг. 9 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность ниппеля, показанного на фиг. 5.

На фиг. 10 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность муфты, показанной на фиг. 6.

На фиг. 11 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9.

На фиг. 12 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9 и фиг. 11.

На фиг. 13 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9, фиг. 11 и фиг. 12.

На фиг. 14 представлен график, иллюстрирующий взаимосвязь между металлизированным слоем и результатами испытания Боудена в виде показателя стойкости к образованию задиров.

На фиг. 15 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность муфты согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 10.

На фиг. 16 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9, фиг. 11, фиг. 12 и фиг. 13.

На фиг. 17 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9, фиг. 11, фиг. 12, фиг. 13 и фиг. 16.

На фиг. 18 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9, фиг. 11, фиг. 12, фиг. 13, фиг. 16 и фиг. 17.

На фиг. 19 представлен график, поясняющий поведение крутящего момента ΔT при сопротивлении упора с учетом примеров.

Описание вариантов осуществления изобретения

Ниже вариант осуществления изобретения будет подробно раскрыт со ссылкой на чертежи. На чертежах будут использоваться одинаковые ссылочные обозначения для одних и тех же или сходных деталей, и их раскрытие не будет повторяться.

Авторы настоящего изобретения проводили различные исследования взаимосвязи металлической трубы для нефтяной скважины и крутящего момента затяжки. В результате авторы настоящего изобретения пришли к следующим выводам.

Характеристика высокого крутящего момента

При свинчивании металлических труб для нефтяной скважины между собой заранее определяют оптимальный крутящий момент для завершения свинчивания. На фиг. 1 представлена график, иллюстрирующий взаимосвязь между количеством оборотов имеющей участок упора металлической трубы для нефтяной скважины и крутящим моментом при свинчивании металлической трубы для нефтяной скважины. Как показано на фиг. 1, при свинчивании металлических труб для нефтяной скважины между собой сначала крутящий момент увеличивается умеренно и пропорционально количеству оборотов. По мере продолжения свинчивания участки упора входят в контакт друг с другом. Возникающий в это время крутящий момент называют "крутящим моментом T_s упора". После достижения крутящего момента T_s упора при продолжении свинчивания крутящий момент быстро увеличивается пропорционально количеству оборотов. Свинчивание завершается в момент времени, когда крутящий момент достигает заранее заданного значения (крутящего момента T_0 затяжки). При крутящем моменте T_0 затяжки участки металлического уплотнения взаимодействуют друг с другом с соответствующим давлением между поверхностями. В этом случае достигается высокая газонепроницаемость в отношении металлических труб для нефтяной скважины. По достижении крутящего момента T_0 затяжки, если продолжать чрезмерно свинчивать металлические трубы для нефтяной скважины, будет достигнут крутящий момент на пределе текучести и часть ниппеля и муфты деформируется. В данном раскрытии разность между крутящим моментом T_s упора и крутящим моментом T_u на пределе текучести называют "крутящим моментом ΔT при сопротивлении упора".

Следует учитывать, что в качестве другой формы металлической трубы для нефтяной скважины доступна труба с клиновидным резьбовым профилем и без участка упора. В случае такого типа имеющей клиновидный резьбовой профиль металлической трубы для нефтяной скважины, аналогично имеющей участок упора металлической трубе для нефтяной скважины, взаимосвязь между количеством оборотов металлической трубы для нефтяной скважины и крутящим моментом затяжки также показана на фиг. 1.

Здесь термин "клиновидный резьбовой профиль" означает резьбу, имеющую конструкцию, описанную ниже. На части клиновидного резьбового профиля с наружной резьбой в направлении, в котором производится завинчивание ниппеля, ширина вершины части с наружной резьбой постепенно уменьша-

ется вдоль винтовой линии резьбы, а ширина канавки части с наружной резьбой постепенно увеличивается вдоль винтовой линии резьбы. А также на части клиновидного резьбового профиля с внутренней резьбой в направлении, в котором производится завинчивание муфты, ширина канавки части с внутренней резьбой постепенно уменьшается вдоль винтовой линии резьбы, а ширина вершины части с внутренней резьбой постепенно увеличивается вдоль винтовой линии резьбы. В случае металлической трубы для нефтяной скважины с клиновидным резьбовым профилем по мере свинчивания опорные стороны части с наружной резьбой и части с внутренней резьбой контактируют друг с другом, а также закладные стороны части с наружной резьбой и части с внутренней резьбой контактируют друг с другом, и происходит блокировка (посадка с натягом). Крутящий момент при блокировке также называют "блокирующим крутящим моментом" или "крутящим моментом заблокированной стороны". В настоящем описании, если не указано иное, не устанавливается различие между блокирующим крутящим моментом и крутящим моментом упора, и для отсылки к ним используется термин "крутящий момент T_s упора". В случае имеющей клиновидный резьбовой профиль металлической трубы для нефтяной скважины, аналогично имеющей участок упора металлической трубе для нефтяной скважины, после достижения крутящего момента T_s упора, если свинчивание продолжается, крутящий момент будет быстро увеличиваться пропорционально количеству оборотов. Т.е. при крутящем моменте T_s упора взаимодействие между резьбовыми соединениями быстро увеличивается. Если свинчивание будет продолжено, будет достигнут крутящий момент T_o затяжки. По достижении крутящего момента T_o затяжки, если продолжать чрезмерно свинчивать металлические трубы для нефтяной скважины, будет достигнут крутящий момент T_u на пределе текучести и часть ниппеля и муфты деформируется.

Как описано выше, для металлических труб для нефтяной скважины большого диаметра задают высокий крутящий момент T_o затяжки. Тем не менее, в случае, когда задано высокое значение крутящего момента T_o затяжки, в некоторых случаях до достижения крутящего момента T_o затяжки часть ниппеля и муфты деформируется и происходит пластическая деформация. Если крутящий момент ΔT при сопротивлении упора высокий, можно продолжать свинчивание после достижения крутящего момента T_s упора. Поэтому, если крутящий момент ΔT при сопротивлении упора высокий, можно осуществлять свинчивание с высоким крутящим моментом даже в случае металлических труб большого диаметра для нефтяной скважины. В таком случае металлическим трубам для нефтяной скважины будет сложно расслабить соединение. В настоящем описании термин "высокая характеристика высокого крутящего момента" означает, что крутящий момент ΔT при сопротивлении упора высокий. В настоящем описании термин "металлическая труба для нефтяной скважины большого диаметра" обозначает металлическую трубу для нефтяной скважины с наружным диаметром 254 мм (10 дюймов) или более.

Для увеличения крутящего момента ΔT при сопротивлении упора полезно уменьшать крутящий момент T_s упора или увеличивать крутящий момент T_u на пределе текучести. Тем не менее, известно, что в целом крутящий момент T_s упора и крутящий момент T_u на пределе текучести демонстрируют одинаковую динамику. Например, если коэффициент трения поверхности металлической трубы для нефтяной скважины снижен, чтобы уменьшить крутящий момент T_s упора, крутящий момент T_u на пределе текучести также снижается. В этой ситуации иногда часть ниппеля или муфты деформируется перед достижением крутящего момента T_o затяжки. Кроме того, если коэффициент трения поверхности металлической трубы для нефтяной скважины увеличен, чтобы увеличить крутящий момент T_u на пределе текучести, крутящий момент T_s упора также увеличивается. В этой ситуации иногда участки упора могут не контактировать друг с другом даже по достижении крутящего момента T_o затяжки.

По сравнению с металлическими трубами нормального и маленького диаметра для нефтяной скважины металлические трубы большого диаметра для нефтяной скважины также требуют повышения характеристики высокого крутящего момента. Поэтому авторы настоящего изобретения провели исследования способов повышения характеристики высокого крутящего момента даже в случае металлической трубы большого диаметра для нефтяной скважины. В результате авторы настоящего изобретения пришли к следующим выводам. На фиг. 2А представлен график, иллюстрирующий взаимосвязь между содержанием фталоцианина меди в полимерном покрытии и высокой характеристикой крутящего момента. График на фиг. 2А был получен на основе результатов Примера 1, раскрытого ниже. В Примере 1 использовали так называемую "металлическую трубу для нефтяной скважины большого диаметра" (с наружным диаметром 273,05 мм (10,75 дюйма) и толщиной стенки 12,570 мм (0,495 дюйма)).

Абсцисса на фиг. 2А представляет собой содержание (вес.%) фталоцианина меди в полимерном покрытии. Ордината на фиг. 2А представляет собой крутящий момент ΔT при сопротивлении упора. Крутящий момент ΔT при сопротивлении упора был определен как относительное значение по сравнению с крутящим моментом ΔT при сопротивлении упора, когда использовали присадку, указанную в стандарте API (Американский нефтяной институт) BUL 5A2 (1998), и его значение было взято равным 100. На фиг. 2А белым кружком (○) обозначено, что в полимерном покрытии содержался фталоцианин меди, а черным кружком (●) обозначено, что фталоцианин меди не содержался в полимерном покрытии.

Как показано на фиг. 2А, крутящий момент ΔT при сопротивлении упора увеличился, когда полимерное покрытие содержало фталоцианин меди, по сравнению со случаем, когда полимерное покрытие

не содержало фталоцианин меди. Т.е., если полимерное покрытие содержит фталоцианин меди, характеристика крутящего момента увеличивается. В этом случае можно осуществлять свинчивание с высоким крутящим моментом даже металлических труб большого диаметра для нефтяной скважины.

На фиг. 2В представлена в увеличенном масштабе часть графика, иллюстрирующего взаимосвязь между содержанием фталоцианина меди в полимерном покрытии и характеристикой высокого крутящего момента. Как показано на фиг. 2В, если содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии составляет 0,2 вес.% или более, характеристика высокого крутящего момента металлической трубы для нефтяной скважины продолжает увеличиваться.

Сущность металлической трубы для нефтяной скважины и способ ее изготовления согласно настоящему варианту осуществления, установленная на основе вышеуказанных результатов, раскрыта ниже.

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, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на или поверх по меньшей мере одну поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты.

Металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления содержит полимерное покрытие, содержащее фталоцианин меди. Таким образом, даже если металлическая труба для нефтяной скважины имеет большой диаметр, можно осуществлять свинчивание с большим крутящим моментом. Следует учитывать, что металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления также относится к металлической трубе нормального и маленького диаметра для нефтяной скважины. Даже в случае, когда металлическая труба для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления относится к металлической трубе нормального и маленького диаметра для нефтяной скважины, возможно свинчивание с необходимым и достаточным крутящим моментом.

2. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.1, в которой полимерное покрытие содержит от 0,2 до 30,0 вес.% фталоцианина меди.

В этом случае характеристика высокого крутящего момента металлической трубы для нефтяной скважины продолжает увеличиваться.

3. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.2, в которой полимерное покрытие содержит от 0,2 до 30,0 вес.% фталоцианина меди,
 от 60 до 90 вес.% полимера, и
 от 1 до 30 вес.% твердого смазывающего порошка.

4. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.2 или 3, в которой полимерное покрытие содержит от 0,2 до 9,0 вес.% фталоцианина меди.

В этом случае стойкость к образованию задиров металлической трубы для нефтяной скважины увеличивается в дополнение к характеристике высокого крутящего момента.

5. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-4, дополнительно содержащая металлизированный слой между по меньшей мере контактной поверхностью ниппеля или контактной поверхностью муфты и полимерным покрытием.

6. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-4, дополнительно содержащая слой, полученный посредством химической конверсии, между по меньшей мере контактной поверхностью ниппеля или контактной поверхностью муфты и полимерным покрытием.

7. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.5, дополнительно содержащая слой, полученный посредством химической конверсии, между металлизированным слоем и полимерным покрытием.

8. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-7, в которой полимерное покрытие дополнительно содержит противокоррозионный наполнитель.

9. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-8, в которой по меньшей мере одна из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхностью муфты представляет собой поверхность, подвергнутую одному или более видов обработки из группы, состоящей из струйной обработки и травления.

10. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-9, в которой полимер относится к одному или нескольким типам, выбранным из группы, состоящей из эпоксидной смолы, фенольной смолы, акриловой смолы, уретановой смолы, полиэфирной смолы, полиамидоимидной смолы, полиамидной смолы, полиимидной смолы и полиэфирэфиркетонной смолы.

11. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-10, в которой твердый смазывающий порошок представляет собой одно или несколько веществ из группы, состоящей из графита,

оксида цинка, нитрида бора, талька, дисульфида молибдена, дисульфида вольфрама, фторида графита, сульфида олова, сульфида висмута, органического молибдена, тиосульфатных соединений и политетрафторэтилена.

12. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-11, 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.

13. Способ изготовления металлической трубы по п.1, включающий следующие этапы:

подготовка металлической трубы для нефтяной скважины, при этом металлическая труба для нефтяной скважины содержит основной корпус трубы, содержащий ниппель, содержащий контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой, и муфту, содержащую контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой;

нанесение композиции, содержащей полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на по меньшей мере одну поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты; и

отверждение композиции, нанесенной для формирования полимерного покрытия.

Далее будет подробно раскрыта металлическая труба для нефтяной скважины согласно варианту осуществления изобретения.

Конструкция металлической трубы для нефтяной скважины

Сначала будет раскрыта конструкция металлической трубы для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения. 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.

Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины представляет собой тип с резьбой и соединительной муфтой

На фиг. 3 показана схема, иллюстрирующая один пример металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения. На фиг. 3 показана схема, иллюстрирующая металлическую трубу 1 для нефтяной скважины так называемого типа с резьбой и соединительной муфтой. Как показано на фиг. 3, металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит основной корпус 10 трубы.

Основной корпус 10 трубы простирается 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, показанной на фиг. 3, основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Соединительная муфта 12 присоединена на одном конце трубчатого корпуса 11 ниппеля. В частности, соединительная муфта 12 навинчена на резьбу на одном конце трубчатого корпуса 11 ниппеля.

На фиг. 4 показан частичный вид в разрезе (продольном разрезе), параллельном направлению оси трубы соединительной муфты 12 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на фиг. 3. Как показано на фиг. 3 и фиг. 4, 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.

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.

Конструкция ниппеля 40

На фиг. 5 представлен вид в разрезе части рядом с ниппелем 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на фиг. 4, а именно, вид в разрезе вдоль оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на фиг. 5 представляет 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. 5, 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 ввинчивают в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, и она контактирует с контактной поверхностью 500 (будет раскрыта ниже) муфты 50.

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. 5 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. При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 42 ниппеля контактирует с уплотнительной поверхностью 52 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. В частности, во время свинчивания, когда ниппель 40 вставляют в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, уплотнительная поверхность 42 ниппеля контактирует 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 плотно контактирует с уплотнительной поверхностью 52 муфты. За счет этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 42 ниппеля плотно контактирует с уплотнительной поверхностью 52 муфты, чтобы сформировать таким образом уплотнение, основанное на контакте металла с металлом. Таким образом, можно повысить газонепроницаемость в каждой свинчиваемой металлической трубе 1 для нефтяной скважины.

На фиг. 5 уплотнительная поверхность 43 ниппеля расположена на передней торцевой поверхности первой концевой части 10А. Другими словами, в ниппеле 40 на фиг. 5 часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и упорная поверхность 43 ниппеля расположены последовательно в указанном порядке от центра основного корпуса 10 трубы 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. В частности, во время свинчивания упорная поверхность 43 ниппеля контактирует с упорной поверхностью 53 ниппеля в результате введения ниппеля 40 в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Таким образом, может быть достигнут высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в положении свинчивания.

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.

Конструкция муфты 50

На фиг. 6 представлен вид в разрезе части рядом с муфтой 50 металлической трубы 1 для нефтяной скважины, показанной на фиг. 4, т.е. вид в разрезе вдоль оси металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на фиг. 6 представляет 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. 6, 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 контактирует с контактной поверхностью 400 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины, когда ниппель 40 ввинчивают в муфту 50. 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 входит в зацепление с частью 41 с наружной резьбой ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Контактная поверхность 500 муфты может дополнительно содержать уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. На фиг. 6 на внутренней периферийной поверхности второй концевой части 10В уплотнительная поверхность 52 муфты расположена дальше от центра 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 (направление оси трубы) второй концевой части 10В.

При свинчивании с другой металлической трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная по-

верхность 52 муфты контактирует с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. В частности, во время свинчивания, когда ниппель 40 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины ввинчивают в муфту 50, уплотнительная поверхность 52 муфты контактирует с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, а когда ниппель 40 вворачивают дальше, уплотнительная поверхность 52 муфты плотно контактирует с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля. За счет этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 52 муфты плотно контактирует с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, чтобы сформировать таким образом уплотнение, основанное на контакте металла с металлом. Таким образом, можно повысить газонепроницаемость в каждой свинчиваемой металлической трубе 1 для нефтяной скважины.

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 указанном 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. В частности, во время свинчивания упорная поверхность 53 муфты контактирует с упорной поверхностью 43 ниппеля в результате введения ниппеля 40 в муфту 50 другой металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Таким образом, может быть достигнут высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в положении свинчивания.

Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой. При выполнении крепления 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. В случае, когда 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. В случае, когда 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. В случае, когда 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.

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 торца 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 могут быть расположены в указанном порядке на контактной поверхности 500 муфты 50 в направлении от переднего торца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы.

На фиг. 5 и фиг. 6 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. 7 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.

Вариант, в котором металлическая труба 1 для нефтяной скважины представляет собой интегральный тип

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины, показанная на фиг. 3, фиг. 4 и фиг. 7, является так называемой металлической трубой 1 для нефтяной скважины "типа 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 данному варианту осуществления изобретения может представлять собой интегральный тип вместо типа с резьбой и соединительной муфтой.

На фиг. 8 показана схема, иллюстрирующая металлическую трубу 1 для нефтяной скважины интегрального типа согласно данному варианту осуществления изобретения. Как показано на фиг. 8, 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.

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 ввинчивают в муфту 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. Конструкция ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа такая же, как конструкция ниппеля 40 металлической трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, показанной на фиг. 5. 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. 6. Следует учитывать, что на фиг. 8 упорная поверхность 43 ниппеля, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и часть 41 с наружной резьбой в ниппеле 40 расположены в этом 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 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.

Если кратко, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления может представлять собой тип с резьбой и соединительной муфтой или интегральный тип.

Полимерное покрытие

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения содержит полимерное покрытие 100 на или поверх по меньшей мере контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты. На фиг. 9 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность 400 ниппеля, показанного на фиг. 5. На фиг. 10 представлена в увеличенном масштабе контактная поверхность 500 муфты, показанной на фиг. 6. Как показано на фиг. 9 и фиг. 10, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения может содержать полимерное покрытие 100 на или поверх и 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 данному варианту осуществления изобретения содержит полимерное покрытие 100 на или поверх только контактной поверхности 400 ниппеля или только контактной поверхности 500 муфты. Например, когда полимерное покрытие 100 предусмотрено на или поверх контактной поверхности 400 ниппеля, как показано на фиг. 9, полимерное покрытие 100 не должно быть нанесено на или поверх контактной поверхности 500 муфты. Кроме того, когда полимерное покрытие 100 предусмотрено на или поверх контактной поверхности 500 муфты, как показано на фиг. 10, полимерное покрытие не должно быть нанесено на контактную поверхность 400 ниппеля. Другими словами, металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения содержит полимерное покрытие 100 на контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты.

Полимерное покрытие 100 представляет собой твердое покрытие, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди. Полимер и твердый смазывающий порошок можно выбирать отдельно. Далее будут подробно раскрыты полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, содержащиеся в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления.

Полимер

Полимер, содержащийся в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления, не имеет конкретных ограничений. Тем не менее, при свинчивании металлической трубы 1 для нефтяной скважины поверхность полимерного покрытия 100 царапается и образуется абразивный порошок. Таким образом, для стабильной износостойкости (срок службы покрытия) полимерного покрытия 100 и характеристики высокого крутящего момента предпочтительно использовать полимер с высоким сцеплением с подложкой и средней твердостью. Полимер с высоким сцеплением с подложкой и средней твердостью является, например, одним или несколькими полимерами, выбранными из группы, состоящей из эпоксидной смолы, фенольной смолы, акриловой смолы, уретановой смолы, полиэфирной смолы, полиамидной смолы, полиамидной смолы, полиимидной смолы и полиэфирэфиркетонной смолы. Предпочтительно, чтобы полимер был одним или двумя полимерами, выбранными из группы, состоящей из эпоксидной смолы и акриловой смолы. Содержание полимера в полимерном покрытии 100 составляет, например, от 60 до 90 вес.%. В этом случае пластичность, стойкость к образованию задиров и характеристика высокого крутящего момента полимерного покрытия 100 могут увеличиваться более стабильно. Нижний предел содержания полимера, предпочтительно составляет 62 вес.%, более предпочтительно - 63 вес.% и еще более предпочтительно - 65 вес.%. Верхний предел содержания полимера, предпочтительно составляет 88 вес.% и более предпочтительно - 86 вес.%.

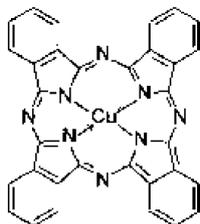
Твердый смазывающий порошок

Твердый смазывающий порошок, содержащийся в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления, не имеет конкретных ограничений. Твердый смазывающий порошок представляет собой, например, одно или несколько веществ выбранных из группы, состоящей из графита, оксида цинка, нитрида бора, талька, дисульфида молибдена, дисульфида вольфрама, фторида графита, сульфида олова, сульфида висмута, органического молибдена, тиосульфатных соединений и политетрафторэтилена. Предпочтительно, чтобы твердый смазывающий порошок представлял собой один или несколько веществ, выбранных из группы, состоящей из графита, политетрафторэтилена и дисульфида молибдена. Более предпочтительно, чтобы твердый смазывающий порошок был политетрафторэтиленом.

Содержание твердого смазывающего порошка в полимерном покрытии 100 составляет, например, от 1 до 30 вес.%. В этом случае пластичность и стойкость к образованию задиров полимерного покрытия 100 могут увеличиваться более стабильно. Нижний предел содержания твердого смазывающего порошка предпочтительно составляет 2 вес.% и более предпочтительно - 5 вес.%. Верхний предел содержания твердого смазывающего порошка предпочтительно составляет 25 вес.% и более предпочтительно - 20 вес.%.

Фталоцианин меди

Полимерное покрытие 100 согласно настоящему варианту осуществления содержит фталоцианин меди. В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления фталоцианин меди является наиболее важным веществом для обеспечения характеристики высокого крутящего момента. Фталоцианин меди является одним типом фталоцианинового комплекса, в котором фталоцианин ($C_{32}H_{18}N_8$) соединен с ионами меди (Cu^{2+}). Химическая формула фталоцианина меди представлена ниже.



Если фталоцианин меди содержится в полимерном покрытии 100, характеристика высокого крутящего момента металлической трубы 1 для нефтяной скважины увеличивается. Подробно причина увеличения характеристики высокого крутящего момента не ясна. Тем не менее, примеры, раскрытые ниже, подтверждают, что в результате наличия фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления увеличивается крутящий момент ΔT при сопротивлении упора, являющийся разностью между крутящим моментом T_u на пределе текучести и крутящим моментом T_s упора. Таким образом, даже когда металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления имеет большой диаметр, металлическая труба 1 для нефтяной скважины может быть свинчена с высоким крутящим моментом.

Содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления не имеет конкретных ограничений. Т. е. даже когда небольшое количество фталоцианина меди

содержится в полимерном покрытии 100, эффект увеличения характеристики высокого крутящего момента металлической трубы 1 для нефтяной скважины достигается в известной мере. Нижний предел содержания фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 может составлять 0,1 вес.%. С другой стороны, если содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 составляет 0,2 вес.% или более, характеристика высокого крутящего момента металлической трубы 1 для нефтяной скважины продолжает увеличиваться. Соответственно, в данном варианте осуществления нижний предел содержания фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 предпочтительно составляет 0,1 вес.%, более предпочтительно - 0,2 вес.% и еще более предпочтительно - 0,4 вес.%.

Если содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления составляет 30,0 вес.% или менее, дисперсность фталоцианина меди увеличивается. Соответственно, предпочтительный верхний предел содержания фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 составляет 30,0 вес.%. Кроме того, если содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления составляет 9,0 вес.% или менее, помимо характеристики высокого крутящего момента также увеличивается стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Таким образом, верхний предел содержания фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 может составлять 9,0 вес.%.

Таким образом, верхний предел содержания фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 согласно данному варианту осуществления изобретения предпочтительно составляет 30,0 вес.%, более предпочтительно - 14,0 вес.%, еще более предпочтительно - 12,0 вес.%, еще более предпочтительно - 10,0 вес.%, еще более предпочтительно - 9,0 вес.% и еще более предпочтительно - 6,0 вес.%.

Стойкость к образованию задиров

В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления, если верхний предел содержания фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 регулируют дополнительно, помимо характеристики высокого крутящего момента также увеличивается стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Далее содержание будет раскрыто подробнее со ссылкой на таблицу.

В табл. 1 показано содержание фталоцианина меди в полимерных покрытиях 100 и результаты испытания Боудена в виде показателя стойкости к образованию задиров. Табл. 1 была получена путем извлечения некоторых результатов примера 2, который будет раскрыт ниже. В примере 2 полимерное покрытие 100 с содержанием фталоцианина меди, показанным в табл. 1, было сформировано на поверхности стальной пластины в каждом из испытаний. Испытания Боудена проводились с использованием стальных пластин с соответствующим номером испытаний, на которые наносили полимерное покрытие 100. Во время испытаний Боудена стальной шарик перемещали по поверхности полимерного покрытия 100 на стальной пластине с соответствующим номером испытаний и определяли коэффициент трения. Содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 и количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3 для каждого номера испытаний показаны в табл. 1. Следует учитывать, что более высокое количество скольжений до достижения коэффициентом трения значения 0,3 означает более высокую стойкость к образованию задиров.

Таблица 1

Номер испытания	Содержание фталоцианина меди	Количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3
13	0,1 весовых %	510
14	0,5 весовых %	647
15	2,0 весовых %	524
16	5,0 весовых %	531
17	10,0 весовых %	55
21	-	511

Как показано в табл. 1, если содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 составляет от 0,2 до 9,0 вес.%, количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3 увеличивается по сравнению с содержанием фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 в размере 0,1 вес.% или 10,0 вес.%. Т. е., если содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100 составляет от 0,2 до 9,0 вес.%, увеличивается не только характеристика высокого крутящего момента, но и стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяной скважины.

Другие компоненты

Полимерное покрытие 100 согласно данному варианту осуществления может также содержать компоненты, отличающиеся от компонентов, раскрытых выше. Другие компоненты являются, например, одним или несколькими типами, выбранными из группы, состоящей из противокоррозионной добавки, антисептической добавки и антиоксидантной добавки. Противокоррозионная добавка представляет собой, например, одно или несколько веществ, выбранных из группы, состоящей из триполифосфата алюминия, фосфита алюминия и диоксида кремния с ионообменным кальцием. В качестве противокоррози-

онной добавки можно использовать представленную на рынке водоотталкивающую добавку.

Полимерное покрытие 100 согласно данному варианту осуществления может быть сформировано из одного слоя или может содержать несколько слоев. Термин "содержать несколько слоев" относится к состоянию, в котором полимерное покрытие 100 нанесено в два или более слоев в радиальном направлении металлической трубы 1 для нефтяной скважины. Полимерное покрытие 100 может быть нанесено и сформировано в два или более слоев за счет повторяющихся нанесения и отверждения композиции для формирования полимерного покрытия 100. Полимерное покрытие 100 может быть непосредственно сформировано по меньшей мере на контактной поверхности 400 ниппеля или на контактной поверхности 500 муфты или может быть сформировано после предварительной обработки контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты, раскрытой ниже. Если полимерное покрытие 100 содержит несколько слоев, любой из множества слоев полимерного покрытия 100 может содержать соответствующие компоненты в указанных выше диапазонах, или все из множества слоев полимерного покрытия 100 могут содержать соответствующие компоненты в указанных выше диапазонах. Предпочтительно, чтобы полимерное покрытие 100 содержало противокоррозионное полимерное покрытие. В данном варианте осуществления противокоррозионное полимерное покрытие является опциональным компонентом. Т. е. на металлическую трубу 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления противокоррозионное полимерное покрытие может быть не нанесено. Далее будет раскрыто противокоррозионное полимерное покрытие.

Противокоррозионное полимерное покрытие

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения может содержать противокоррозионное полимерное покрытие в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх по меньшей мере контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты. Противокоррозионное полимерное покрытие содержит противокоррозионный наполнитель и акриловую кремнийорганическую смолу. Противокоррозионный наполнитель представляет собой, например, одно или несколько веществ, выбранных из группы, состоящей из триполифосфата алюминия, фосфита алюминия, цинконаполненной грунтовок (JIS K5552 (2010)) и слюдяного оксида железа. В качестве акриловой кремнийорганической смолы можно использовать представленную на рынке акриловую кремнийорганическую смолу. Представленной на рынке акриловой кремнийорганической смолой является, например, акриловая кремнийорганическая смола с торговым наименованием ACRYDIC производства DIC Corporation. Если полимерное покрытие 100 металлической трубы 1 нефтяной скважины содержит противокоррозионное полимерное покрытие 70, сопротивление коррозии металлической трубы 1 для нефтяной скважины увеличивается.

Содержание противокоррозионного наполнителя в противокоррозионном полимерном покрытии составляет, например, от 5 до 30 вес.%. Содержание акриловой кремнийорганической смолы в противокоррозионном полимерном покрытии составляет, например, от 50 до 80 вес.%. Противокоррозионное полимерное покрытие может содержать другие компоненты в дополнение к противокоррозионному наполнителю и акриловой кремнийорганической смоле. Примеры других компонентов содержат один или несколько типов, выбранных из группы, состоящей из наполнителя, противопенной добавки, выравнивающей добавки и волокнистого наполнителя. Содержание других компонентов в противокоррозионном полимерном покрытии составляет, например, всего от 0 до 20 вес.%.

Согласно указанному выше, в полимерное покрытие 100 входит противокоррозионное полимерное покрытие. В частности, на фиг. 11 показана в увеличенном масштабе контактная поверхность 400 ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9. Как показано на фиг. 11, металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит противокоррозионное полимерное покрытие 70 и верхний слой 60 полимерного покрытия 100 в полимерном покрытии 100, сформированный на или поверх контактной поверхности 400 ниппеля. В этом случае верхний слой 60 полимерного покрытия 100 содержит полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, а противокоррозионное полимерное покрытие 70 в качестве нижнего слоя полимерного покрытия 100 содержит противокоррозионный наполнитель и акриловую кремнийорганическую смолу.

В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения место, где предусмотрено противокоррозионное полимерное покрытие 70, не ограничено местом в примере, показанном на фиг. 11. Несмотря на то, что это не показано на чертежах, аналогично проиллюстрированному на фиг. 11, металлическая труба 1 для нефтяной скважины может содержать противокоррозионное полимерное покрытие 70 в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх контактной поверхности 500 муфты. Также противокоррозионное полимерное покрытие 70 может содержаться только в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх контактной поверхности 400 ниппеля, и может не содержаться в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх контактной поверхности 500 муфты. Кроме того, противокоррозионное полимерное покрытие 70 может не содержаться в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх контактной поверхности 400 ниппеля, и может содержаться только в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх контактной поверхности 500 муфты. Кроме того, противокоррозионное полимерное покрытие 70 может содержаться и в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх контактной поверх-

ности 400 ниппеля, и в полимерном покрытии 100, сформированном на или поверх контактной поверхности 500 муфты.

В данном варианте осуществления изобретения противокоррозионное полимерное покрытие 70 может содержаться в полимерном покрытии 100, сформированном на металлизированном слое, раскрытом ниже, или в полимерном покрытии 100, сформированном на слое, полученном посредством химической конверсии, раскрытом ниже. Т. е. в данном варианте осуществления противокоррозионное полимерное покрытие 70 может быть сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля, контактной поверхности 500 муфты, металлизированном слое, раскрытом ниже, или слое, полученном посредством химической конверсии, раскрытом ниже.

Полимерное покрытие 100 может быть сформировано как самый наружный слой на контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты. При свинчивании металлической трубы 1 для нефтяной скважины на полимерное покрытие 100 может быть дополнительно нанесена жидкая смазка.

Толщина полимерного покрытия

Толщина полимерного покрытия 100 конкретно не ограничена. Толщина полимерного покрытия 100 составляет, например, от 1 до 100 мкм. В этом случае характеристика высокого крутящего момента металлической трубы 1 для нефтяной скважины может увеличиваться более стабильно. 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 80 мкм, более предпочтительно - 70 мкм, еще более предпочтительно - 60 мкм и еще более предпочтительно - 50 мкм.

Способ измерения полимерного покрытия

Толщину полимерного покрытия 100 измеряют 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, возникает 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. Полимерное покрытие 100 может быть сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты в непосредственном контакте с контактной поверхностью 400 ниппеля или контактной поверхностью 500 муфты. Металлическая труба 1 для нефтяной скважины также может содержать другое покрытие между контактной поверхностью 400 ниппеля или контактной поверхностью 500 муфты и полимерное покрытие 100. Другое покрытие имеет, например, один или несколько типов покрытия, выбранных из группы, состоящей из металлизированного слоя и слоя, полученного посредством химической конверсии.

Необязательные компоненты

Металлизированный слой

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения может содержать металлизированный слой между по меньшей мере контактной поверхностью 400 ниппеля или контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100. В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления металлизированный слой является опциональным компонентом. Таким образом, в металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления металлизированный слой может быть не сформирован. На фиг. 12 показана в увеличенном масштабе контактная поверхность 400 ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9 и фиг. 11. На фиг. 12 металлизированный слой 80 предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100. В частности, на фиг. 12 металлизированный слой 80 сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля, а полимерный слой 100 сформирован на металлизированном слое 80. Тем не менее, место, в котором предусмотрен металлизированный слой 80, не ограничено местом, показанным на фиг. 12. Несмотря на то, что это не показано на чертежах, например, металлизированный слой 80 может быть предусмотрен между контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100. Например, металлизированный слой 80 может быть предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, при этом нет необходимости в том, чтобы полимерное покрытие 100 и металлизированный слой 80 были предусмотрены на контактной поверхности 500 муфты. Например, металлизированный слой 80 может быть предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, и металлизированный слой 80 может также быть предусмотрен между контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100.

В данном варианте осуществления противокоррозионное полимерное покрытие 70 сформировано на металлизированном слое 80. На фиг. 13 показана в увеличенном масштабе контактная поверхность

400 ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9, фиг. 11 и фиг. 12. Как показано на фиг. 13, металлизированный слой 80 может быть предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, и, кроме того, противокоррозионное полимерное покрытие 70 и верхний слой 60 полимерного покрытия 100 могут содержаться в полимерном покрытии 100.

В настоящем варианте осуществления изобретения вид металлизированного слоя 80 конкретно не ограничен. В качестве примера металлизированный слой 80 выбирают из группы, состоящей из цинкового металлизированного слоя, никелевого металлизированного слоя, медного металлизированного слоя, металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, металлизированного слоя из сплава Zn-Co и металлизированного слоя из сплава Ni-W. В случае, когда металлизированный слой 80 является металлизированным слоем из сплава Zn-Ni, химический состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni включает в себя, например, от 10 до 20 вес.% Ni, а остальное - Zn и примеси. В случае, когда металлизированный слой 80 является медным металлизированным слоем, химический состав медного металлизированного слоя включает в себя, например, Cu и примеси.

Когда металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения содержит металлизированный слой 80 на контактной поверхности 400 ниппеля и/или на контактной поверхности 500 муфты, стойкость металлической трубы 1 для нефтяной скважины к образованию задиров дополнительно увеличивается.

На фиг. 14 представлен график, иллюстрирующий взаимосвязь между металлизированным слоем 80, содержанием фталоцианина меди и результатами испытаний Боудена в виде показателя стойкости к образованию задиров. График на фиг. 14 был получен на основе примера 2, раскрытого ниже. Абсцисса на фиг. 14 представляет собой содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии 100. Ордината на фиг. 14 представляет собой количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3. В примере 2 стальной шарик перемещали по поверхности стальной пластины, на которой сформирован металлизированный слой 80 и/или полимерное покрытие 100, и измеряли количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3. Более высокое количество скольжений до достижения коэффициентом трения значения 0,3 означает более высокую стойкость к образованию задиров. На фиг. 14 белым кружком (○) обозначено, что только полимерное покрытие 100 сформировано на поверхности стальной пластины, а металлизированный слой 80 не сформирован. На фиг. 14 квадратом (□) обозначено, что на поверхности стальной пластины сформирован металлизированный слой из сплава Zn-Ni и полимерное покрытие 100. Как показано на фиг. 14, для металлической трубы 1 для нефтяной скважины с металлизированным слоем из сплава Zn-Ni количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3 большое по сравнению с металлической трубой 1 для нефтяной скважины без металлизированного слоя 80. Таким образом, стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяной скважины с металлизированным слоем 80 на контактной поверхности 400 ниппеля и/или на контактной поверхности 500 муфты дополнительно увеличивается.

Толщина металлизированного слоя

Толщина металлизированного слоя 80 конкретно не ограничена. Толщина металлизированного слоя 80 составляет, например, от 1 до 30 мкм. В этом случае стойкость металлической трубы 1 для нефтяной скважины к образованию задиров может увеличиваться более стабильно. Нижний предел толщины металлизированного слоя 80 предпочтительно составляет 2 мкм, более предпочтительно - 3 мкм и еще более предпочтительно - 4 мкм. Верхний предел толщины металлизированного слоя 80 предпочтительно составляет 20 мкм и более предпочтительно - 10 мкм.

Способ измерения толщины металлизированного слоя

Толщину металлизированного слоя 80 измеряют 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 сформирован металлизированный слой 80. Зонд приводят в контакт с контактной поверхностью 400 ниппеля или контактной поверхностью 500 муфты в месте, где удалено полимерное покрытие 100. Зонд оснащен электромагнитом, и когда к нему приближается магнитный объект, возникает электромагнитная индукция, и его напряжение изменяется в зависимости от расстояния между зондом и магнитным объектом. Толщину металлизированного слоя 80 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 металлизированного слоя 80.

Слой, полученный посредством химической конверсии

Металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения может дополнительно содержать слой, полученный посредством химической конверсии, между по меньшей мере контактной поверхностью 400 ниппеля или контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100. В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения слой, полученный посредством химической конверсии, является опциональным компонентом. Т.е. в металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления

слой, полученный посредством химической конверсии, может быть не сформирован.

На фиг. 15 показана в увеличенном масштабе контактная поверхность 500 муфты согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 10. На фиг. 15 слой 90, полученный посредством химической конверсии, предусмотрен между контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100. В частности, на фиг. 15 слой 90, полученный посредством химической конверсии, сформирован на контактной поверхности 500 муфты, а полимерный слой 100 сформирован на слое 90, полученном посредством химической конверсии. Тем не менее, место, в котором предусмотрен слой 90, полученный посредством химической конверсии, не ограничено местом, показанным на фиг. 15. Несмотря на то, что это не показано на чертежах, в качестве примера слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, и ни полимерное покрытие 100, ни слой 90, полученный посредством химической конверсии, не должны быть предусмотрены на контактной поверхности 500 муфты. Например, слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, и слой 90, полученный посредством химической конверсии, может также быть предусмотрен между контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100.

Кроме того, в данном варианте осуществления противокоррозионное полимерное покрытие 70 предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии. В частности, на фиг. 16 показана в увеличенном масштабе контактная поверхность 400 ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9, фиг. 11, фиг. 12 и фиг. 13. Как показано на фиг. 16, слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, и, кроме того, противокоррозионное полимерное покрытие 70 и верхний слой 60 полимерного покрытия 100 могут входить в полимерное покрытие 100.

Кроме того, контактная поверхность 400 ниппеля и контактная поверхность 500 муфты согласно данному варианту осуществления могут содержать металлизированный слой 80 и слой 90, полученный посредством химической конверсии. На фиг. 17 показан увеличенный вид контактной поверхности 400 ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающийся от фиг. 9, фиг. 11, фиг. 12, фиг. 13 и фиг. 16. На фиг. 17 металлизированный слой 80 предусмотрен на контактной поверхности 400 ниппеля, слой 90, полученный посредством химической конверсии, предусмотрен на металлизированном слое 80, полимерное покрытие 100 предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии. Таким образом, когда металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит металлизированный слой 80, металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит слой 90, полученный посредством химической конверсии, между металлизированным слоем 80 и полимерным покрытием 100.

В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления, несмотря на то, что места, в которых предусмотрен металлизированный слой 80 и слой 90, полученный посредством химической конверсии, не ограничены примером на фиг. 17, когда металлизированный слой 80 и слой 90, полученный посредством химической конверсии, предусмотрены между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен на металлизированном слое 80, а полимерное покрытие 100 может быть предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии. Кроме того, когда металлизированный слой 80 не предусмотрен между контактной поверхностью 400 ниппеля и полимерным покрытием 100, слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен на контактной поверхности 400 ниппеля, а полимерное покрытие 100 может быть предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии. Аналогично, когда металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит металлизированный слой 80 и слой 90, полученный посредством химической конверсии, между контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100, слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен на металлизированном слое 80, а полимерное покрытие 100 может быть предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии. Кроме того, когда металлическая труба 1 для нефтяной скважины не содержит металлизированный слой 80 между контактной поверхностью 500 муфты и полимерным покрытием 100, слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен на контактной поверхности 500 муфты, а полимерное покрытие 100 может быть предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии.

В данном варианте осуществления, когда металлическая труба 1 для нефтяной скважины содержит металлизированный слой 80 и слой 90, полученный посредством химической конверсии, противокоррозионное полимерное покрытие 70 предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии. В частности, на фиг. 18 показана в увеличенном масштабе контактная поверхность 400 ниппеля согласно данному варианту осуществления изобретения, отличающаяся от фиг. 9, фиг. 11, фиг. 12, фиг. 13, фиг. 16 и фиг. 17. Как показано на фиг. 18, металлизированный слой 80 может быть предусмотрен на контактной поверхности 400 ниппеля, слой 90, полученный посредством химической конверсии, может быть предусмотрен на металлизированном слое 80, полимерное покрытие 100 может быть предусмотрено на слое 90, полученном посредством химической конверсии, и, кроме того, противокоррозионное по-

лимерное покрытие 70 и верхний слой 60 полимерного покрытия 100 могут входить в полимерное покрытие 100.

В настоящем варианте осуществления изобретения вид слоя 90, полученного посредством химической конверсии, конкретно не ограничен. Слой 90, полученный посредством химической конверсии, в качестве примера выбран из группы, состоящей из слоев, полученных посредством химической конверсии фосфатов, химической конверсии оксалатов, химической конверсии боратов, и хроматного покрытия. С точки зрения адгезионной способности полимерного покрытия 100 предпочтительна обработка посредством химической конверсии фосфатов. В этом случае фосфат представляет собой, например, один или несколько типов, выбранных из группы, состоящей из фосфата марганца, фосфата цинка, фосфата марганца-железа или фосфата кальция-цинка. Слой 90, полученный посредством химической конверсии, может представлять собой хроматное покрытие. Хроматное покрытие может быть сформировано за счет хорошо известного процесса. Хроматное покрытие предпочтительно не должно содержать шестивалентный хром.

Когда слой 90, полученный посредством химической конверсии, предусмотрен на контактной поверхности 400 ниппеля и/или на контактной поверхности 500 муфты металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления, стойкость металлической трубы 1 для нефтяной скважины дополнительно увеличивается. Слой 90, полученный посредством химической конверсии, увеличивает адгезионную способность предусмотренного на нем полимерного покрытия 100 за счет эффекта якоря. За счет этого увеличивается стойкость металлической трубы 1 для нефтяной скважины к образованию задиров. Согласно примеру 3, раскрытому ниже, количество скользящих до превышения коэффициентом трения значения 0,3 больше для металлической трубы 1 для нефтяной скважины, содержащей слой 90, полученный посредством химической конверсии, чем для металлической трубы 1 для нефтяной скважины, не содержащей слой 90, полученный посредством химической конверсии. Таким образом, стойкость к образованию задиров металлической трубы 1 для нефтяной скважины со слоем 90, полученным посредством химической конверсии, на контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты дополнительно увеличивается.

Достаточно, чтобы металлическая труба 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения содержала полимерное покрытие 100 на по меньшей мере контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты. Что касается расположения металлизированного слоя 80, слоя 90, полученного посредством химической конверсии, и противокоррозионного полимерного покрытия 70 согласно раскрытому выше, они могут быть расположены аналогичным образом на контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты или могут быть расположены по-разному на контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты. Металлическая труба 1 для нефтяной скважины может по необходимости также содержать другие покрытия.

Предварительная обработка

В металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения по меньшей мере контактная поверхность 400 ниппеля или контактная поверхность 500 муфты может быть поверхностью, подлежащей предварительной обработке. Таким образом, в данном варианте осуществления предварительная обработка является опциональным процессом, и контактная поверхность 400 ниппеля, и контактная поверхность 500 муфты может не быть поверхностью, подлежащей предварительной обработке. Если предварительную обработку выполняют, она относится, например, к одному или нескольким типам, выбранным из группы, состоящей из струйной обработки и травления. При выполнении предварительной обработки увеличивается шероховатость контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты. Таким образом, увеличивается адгезионная способность полимерного покрытия 100, металлизированного слоя 80 и/или слоя 90, полученного посредством химической конверсии, сформированных на них. В результате увеличивается стойкость металлической трубы 1 для нефтяной скважины к образованию задиров.

Химический состав основного корпуса трубы

Основной корпус 10 металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления не имеет конкретных ограничений. Компонентом металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления является полимерное покрытие 100. Таким образом, в данном варианте осуществления вид стали основного корпуса 10 металлической трубы 1 для нефтяной скважины не имеет конкретных ограничений.

Основной корпус 10 трубы может быть сформирован, например, из углеродистой стали, нержавеющей стали, легированной стали и т.п. Соответственно, металлическая труба для нефтяной скважины может быть стальной трубой из сплава на основе Fe или трубой из легированной стали, представленной трубой из сплава на основе Ni. Здесь стальная труба представляет собой, например, трубу из низколегированной стали, мартенситной нержавеющей стали и дуплексной нержавеющей стали. В то же время, среди легированных сталей высоколегированные стали, такие как сплав Ni и дуплексные нержавеющей стали, содержащие легирующие элементы, такие как Cr, Ni и Mo, обладают высокой коррозионной стойкостью. Таким образом, при использовании этих высоколегированных сталей в качестве основного кор-

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

Способ изготовления

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения раскрыт ниже. Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения включает подготовительный процесс, процесс нанесения и процесс отверждения. Процесс отверждения осуществляется после процесса нанесения.

Подготовительный процесс

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

Процесс нанесения

В процессе нанесения композицию, содержащую полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, наносят на по меньшей мере на контактную поверхность 400 ниппеля или контактную поверхность 500 муфты. Композиция представляет собой композицию для формирования вышеуказанного полимерного покрытия 100. Композиция содержит полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди. Композиция для формирования полимерного покрытия 100 такая же, что и для полимерного покрытия 100, раскрытого выше, исключая растворитель.

Композиция без растворителя может быть получена, например, путем нагревания полимера до расплавленного состояния, добавления твердого смазывающего порошка, фталоцианина меди и их смешивания. Композиция может быть получена из смеси порошков путем смешивания всех компонентов в форме порошка.

Композиция с растворителем может быть получена, например, путем расплавления или дисперсии полимера, твердого смазывающего порошка и фталоцианина меди в растворителе и их смешивания. Растворителем является, например, вода, спирт или органический растворитель. Растворитель может содержать небольшое количество поверхностно-активного вещества. Доля растворителя не имеет конкретных ограничений. Достаточно отрегулировать долю растворителя до определенной вязкости согласно методу нанесения. Доля растворителя находится, например, в диапазоне от 40 до 60 вес.%, если взять общее количество всех компонентов, кроме растворителя, за 100 вес.%. Способ нанесения композиции на контактную поверхность 400 ниппеля и/или на контактную поверхность 500 муфты не имеет конкретных ограничений, и возможно применение хорошо известного способа. В случае композиции, не содержащей растворителя, например, композицию можно нанести на контактную поверхность 400 ниппеля и/или на контактную поверхность 500 муфты посредством процесса покрытия горячим расплавом. В процессе нанесения горячего расплава композицию нагревают, чтобы расплавить полимер для перехода композиции в жидкое состояние с низкой вязкостью. Композицию в жидком состоянии можно наносить пистолетом-распылителем с функцией поддержания температуры. Вместо нанесения распылением возможно применение другого способа, такого как нанесение кистью или погружение, в качестве способа нанесения композиции на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты. Следует учитывать, что температура, до которой нагревают композиция, предпочтительно превышает температуру плавления полимера на величину в диапазоне от 10 до 50°C.

В случае композиции с растворителем, например, композицию в виде раствора наносят на контактную поверхность 400 ниппеля и/или контактную поверхность 500 муфты путем распыления. В этом случае вязкость композиции должна регулироваться с возможностью 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, в качестве способа нанесения композиции на контактную поверхность 400 ниппеля и/или на контактную поверхность 500 муфты.

Процесс отверждения

В процессе отверждения нанесенная композиция твердеет для формирования полимерного покрытия 100. В случае композиции, не содержащей растворителя, за счет охлаждения композиции, нанесенной по меньшей мере на контактную поверхность 400 ниппеля или на контактную поверхность 500 муфты, композиция в расплавленном состоянии твердеет, и формируется твердое полимерное покрытие 100. В этом случае способ охлаждения не имеет конкретных ограничений и возможно применение хорошо известного способа. Примеры способа охлаждения содержат охлаждение в атмосфере и охлаждение воздухом. В случае композиции с растворителем за счет высушивания композиции, нанесенной по меньшей мере на контактную поверхность 400 ниппеля или на контактную поверхность 500 муфты, композиция твердеет, и формируется твердое полимерное покрытие 100. В этом случае способ высушивания не име-

ет конкретных ограничений и возможно применение хорошо известного способа. Способ высушивания представляет собой, например, естественную сушку, сушку на воздухе при низкой температуре или вакуумную сушку. Кроме того, если полимер является терморезистивным полимером, твердое полимерное покрытие 100 может быть сформировано за счет отверждения композиции путем выполнения процесса термозакалки.

Металлическую трубу 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изготавливают за счет вышеуказанных процессов.

Опциональный процесс

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления может дополнительно включать один или несколько процессов из следующих: процесс формирования металлизированного слоя, процесс химической конверсии, процесс формирования противокоррозионного полимерного покрытия и процесс предварительной обработки. Все прочие процессы являются опциональными. Таким образом, эти процессы могут не выполняться.

Процесс образования металлизированного слоя

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения может дополнительно включать процесс формирования металлизированного слоя перед процессом нанесения. Когда процесс формирования металлизированного слоя выполнен, металлизированный слой 80 сформирован по меньшей мере на контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты.

Способ формирования металлизированного слоя 80 не имеет конкретных ограничений и возможно применение хорошо известного способа. Формирование металлизированного слоя 80 может осуществляться за счет электроосаждения или за счет химического восстановления. Например, в случае образования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni путем электроосаждения гальваническая ванна содержит ионы цинка и ионы никеля. В состав гальванической ванны предпочтительно должны входить ионы цинка в количестве от 1 до 100 г/л; и ионы никеля в количестве от 1 до 50 г/л. Условия для электроосаждения, например, следующие: pH в гальванической ванне от 1 до 10, температура в гальванической ванне от 20 до 60°C; плотность тока от 1 до 100 А/дм² и продолжительность обработки от 0,1 до 50 мин. Например, при формировании медного металлизированного слоя путем электроосаждения может быть применен хорошо известный способ.

Процесс химической конверсии

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения может дополнительно содержать процесс химической конверсии перед процессом нанесения. Когда выполняют процесс химической конверсии, слой 90, полученный посредством химической конверсии, формируется по меньшей мере на контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты.

Способ химической конверсии не имеет конкретных ограничений и может быть хорошо известным способом. Химическую конверсию в качестве примера выбирают из группы, состоящей из химической конверсии фосфатов, химической конверсии оксалатов, химической конверсии боратов и обработки хроматом. В качестве раствора для химической конверсии может быть использован обычный кислотный раствор для обработки посредством химической конверсии фосфатов для оцинкованных изделий. В качестве раствора для обработки посредством химической конверсии, например, может быть использован раствор фосфата цинка, содержащий от 1 до 150 г/л ионов фосфата, от 3 до 70 г/л ионов цинка, от 1 до 100 г/л ионов нитрата и от 0 до 30 г/л ионов никеля. Также в качестве раствора для химической конверсии могут быть использованы растворы фосфата марганца, обычно используемые для металлических труб 1 для нефтяной скважины. Также в качестве раствора для обработки может быть использован представленный на рынке раствор для обработки хроматом. Температура раствора для обработки находится, например, в диапазоне от нормальной температуры до 100°C. Время химической конверсии может быть установлено соответствующим образом в зависимости от требуемой толщины покрытия и, например, может составлять от 0,5 до 15 минут. Чтобы способствовать образованию слоя 90, полученного посредством химической конверсии, перед обработкой посредством химической конверсии может быть проведена модификация поверхности. Под "модификацией поверхности" понимают обработку, включающую погружение в водный раствор, содержащий коллоидный титан, для модификации поверхности. Если проводится химическая конверсия, после нее предпочтительна промывка водой или теплой водой перед сушкой.

Следует учитывать, что согласно раскрытому выше, в металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения слой 90, полученный посредством химической конверсии, сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля, контактной поверхности 500 муфты и металлизированном слое 80. Т. е. в способе изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления при выполнении процесса формирования металлизированного слоя и химической конверсии химическую конверсию выполняют после процесса формирования металлизированного слоя, а затем выполняют процесс нанесения.

Процесс формирования противокоррозионного полимерного слоя

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения может дополнительно содержать процесс формирования противокоррозионного полимерного слоя перед процессом нанесения. Когда выполняют процесс формирования противокоррозионного полимерного покрытия, противокоррозионное полимерное покрытие 70 формируют по меньшей мере на контактной поверхности 400 ниппеля, контактной поверхности 500 муфты, металлизированном слое 80 и слое 90, полученном посредством химической конверсии.

Способ формирования противокоррозионного полимерного слоя 70 не имеет конкретных ограничений и возможно применение хорошо известного способа. Противокоррозионное полимерное покрытие 70 может быть сформировано, например, путем нанесения композиции, содержащей противокоррозионный наполнитель и акриловую кремнийорганическую смолу, по меньшей мере на контактную поверхность 400 ниппеля, контактную поверхность 500 муфты, металлизированный слой 80 и слой 90, полученный посредством химической конверсии, и отверждения композиции. Способ нанесения не имеет конкретных ограничений и может быть нанесением распылением, кистью или погружением. Композиция для формирования противокоррозионного полимерного покрытия 70 может содержать растворитель. Композиция для формирования противокоррозионного полимерного покрытия 70 такая же, что и для противокоррозионного полимерного покрытия 70, раскрытого выше, исключая растворитель. Способ отверждения представляет собой, например, естественную сушку, сушку на воздухе при низкой температуре или сушку нагреванием.

Следует учитывать, что согласно раскрытому выше в металлической трубе 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изобретения противокоррозионное полимерное покрытие 70 сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля, контактной поверхности 500 муфты, металлизированном слое 80 и слое 90, полученном посредством химической конверсии. Т.е. в способе изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления при выполнении процесса формирования металлизированного слоя, химической конверсии и формирования противокоррозионного полимерного покрытия эти покрытия выполняют в этом порядке, а затем осуществляют процесс нанесения.

Процесс предварительной обработки

Способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему варианту осуществления изобретения может дополнительно содержать процесс предварительной обработки перед процессом нанесения. Если должен осуществляться процесс формирования металлизированного слоя, способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины может содержать процесс предварительной обработки перед процессом формирования металлизированного слоя. Если должен осуществляться процесс химической конверсии, способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины может содержать процесс предварительной обработки перед процессом химической конверсии. Если должен осуществляться процесс формирования противокоррозионного полимерного покрытия, способ изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины может содержать процесс предварительной обработки перед процессом формирования противокоррозионного полимерного покрытия. В процессе предварительной обработки, например, осуществляют травление и/или струйную обработку. Кроме того, может осуществляться щелочное обезжиривание.

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 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.

Следует учитывать, что с учетом вышеуказанного процесса формирования металлизированного слоя, химической конверсии и предварительной обработки контактная поверхность 400 ниппеля и контактная поверхность 500 муфты могут быть подвергнуты одним и тем же или разным процессам. Кроме того, процессы могут осуществляться только на контактной поверхности 400 ниппеля или только на контактной поверхности 500 муфты.

Металлическую трубу 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления изготавливают с использованием вышеуказанных процессов. Тем не менее, способ изготовления, раскрытый выше, является одним примером способа изготовления металлической трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления, и данный вариант осуществления изобретения не ограничен способом изготовления, раскрытым выше. Металлическую трубу 1 для нефтяной скважины согласно данному варианту осуществления также могут изготовить другим способом.

Пример 1

В примере 1 полимерное покрытие 100 было сформировано на контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты металлической трубы 1 для нефтяной скважины, и оценивалась характеристика высокого крутящего момента и стойкость к образованию задиров. В частности, в

примере 1 использована металлическая труба для нефтяной скважины с торговым наименованием VAM21 (зарегистрированная торговая марка) НТ производства NIPPON STEEL CORPORATION (наружный диаметр: 273,05 мм (10,75 дюйма), толщина стенки: 12,570 мм (0,495 дюйма)). Марка стали металлической трубы для нефтяной скважины SM2535-M110 ($C \leq 0,03 \%$, $Si \leq 0,50 \%$, $Mn \leq 1,0 \%$, $Cu \leq 1,5 \%$, Ni от 29,5 до 36,5 %, Cr от 24,0 до 27,0 %, прочее Fe и примеси).

Для Испытаний 1-12 металлизированный слой и противокоррозионное полимерное покрытие, входящие в полимерное покрытие, были сформированы надлежащим образом на контактной поверхности муфты, чтобы подготовить металлические трубы для нефтяной скважины, содержащие ниппель и муфту из Испытаний 1-12. Сформированные металлизированные слои показаны в столбце "Металлизированный слой" в табл. 2. Значок "-" в столбце "Металлизированный слой" в табл. 2 означает, что металлизированный слой не был сформирован. Толщина каждого сформированного металлизированного слоя составила 8 мкм. Измерение толщины металлизированного слоя проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd. Было ли сформировано противокоррозионное полимерное покрытие, указано в столбце "Противокоррозионное полимерное покрытие" в табл. 2. Термин "Формирование" в столбце "Противокоррозионное полимерное покрытие" в табл. 2 означает, что противокоррозионное полимерное покрытие было сформировано. Значок "-" в столбце "Противокоррозионное полимерное покрытие" в табл. 2 означает, что противокоррозионное полимерное покрытие не было сформировано. Следует учитывать, что противокоррозионное полимерное покрытие, которое было сформировано, было таким же, что и противокоррозионное полимерное покрытие в Испытаниях 32 и 33 в примере 4, раскрытом ниже.

Было ли сформировано полимерное покрытие, указано в столбце "Полимерное покрытие" в табл. 2. Термин "Формирование" в столбце "Полимерное покрытие" в табл. 2 означает, что полимерное покрытие было сформировано. Значок "-" в столбце "Полимерное покрытие" в табл. 2 означает, что полимерное покрытие не было сформировано. Следует учитывать, что в каждом из испытаний 1-9 и 11-12 толщина каждого полимерного покрытия, которое было сформировано, составляла 20 мкм. В Испытании 10 толщина полимерного покрытия составляла 20 мкм, за исключением толщины противокоррозионного полимерного покрытия. Измерение толщины полимерного покрытия проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd. В каждом из Испытаний 2-9 и 11, 12 полимерное покрытие было сформировано на поверхности вышеуказанного металлизированного слоя.

В Испытании 1 металлизированный слой не был сформирован. Таким образом, в Испытании 1 полимерное покрытие было сформировано непосредственно на контактной поверхности муфты. В Испытании 10 полимерное покрытие было сформировано на противокоррозионном полимерном покрытии. Таким образом, в Испытании 10 полимерное покрытие содержало несколько слоев. Содержание фталоцианина меди в соответствующих полимерных покрытиях, которые были сформированы, показано в табл. 2. Следует учитывать, что полимерные покрытия, которые были сформированы, также содержали от 1 до 30 вес.% политетрафторэтилена (ПТФЭ) в качестве твердого смазывающего порошка, а прочие вещества состояли из эпоксидной смолы в качестве полимера. Значок "-" в столбце "Содержание фталоцианина меди" в табл. 2 означает, что полимерное покрытие не было сформировано или что фталоцианин меди не содержался в полимерном покрытии, которое было сформировано. Следует учитывать, что в Испытании 12 сформированное полимерное покрытие не содержало фталоцианин меди. В Испытании 12 полимерное покрытие содержало 8,6 вес.% Cr_2O_3 вместо фталоцианина меди. Полимерное покрытие в Испытаниях 12 также содержало от 1 до 30 вес.% политетрафторэтилена (ПТФЭ) в качестве твердого смазывающего порошка, а прочие вещества состояли из эпоксидной смолы в качестве полимера.

Таблица 2

Номер испытания		Металлизованный слой	Противокоррозионное полимерное покрытие	Полимерное покрытие	Содержание фталоцианина меди	Характеристика высокого крутящего момента	Количество М&В
1	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	120	-
	Контактная поверхность муфты	-	-	Формирование	10,0 весовых %		
2	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	110	8
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	0,1 весовых %		
3	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	120	11
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	0,2 весовых %		
4	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	127	10
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	0,4 весовых %		
5	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	138	14
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	1,0 весовых %		
6	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	120	12
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	4,0 весовых %		
7	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	125	11
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	10,0 весовых %		
8	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	132	6
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	20,0 весовых %		
9	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	128	6
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	30,0 весовых %		
10	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	130	-
	Контактная поверхность муфты	-	Формирование	Формирование	10,0 весовых %		
11	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	65	8
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	-		
12	Контактная поверхность ниппеля	-	-	-	-	90	10
	Контактная поверхность муфты	Из сплава Zn-Ni	-	Формирование	(Cr ₂ O ₃ , 8,6 весовых %)		

Контактная поверхность муфты

Процесс образования металлизированного слоя

Как показано в табл. 2, металлизированный слой из сплава Zn-Ni был сформирован электроосаждением на контактной поверхности муфты в Испытаниях 2-9, 11, 12. В качестве гальванической ванны использовали DAIN Zin alloy N-PL (торговое название), производства Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni составляла 8 мкм. Измерение толщины металлизированного слоя проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd. Условия для электроосаждения были следующие: pH в гальванической ванне 6,5, температура в гальванической ванне 25°C; плотность тока 2 А/дм и продолжительность обработки 18 мин. Металлизированный слой из сплава Zn-Ni имел следующий состав: Zn 85% и Ni 15%. Кроме того, на полученном металлизированном слое из сплава Zn-Ni было сформировано покрытие из трехвалентного хромата. Раствором для обработки для формирования покрытия из трехвалентного хромата был DAIN Chromate TR-02 производства Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. Условия химической конверсии были следующие: температура в ванне 25°C, pH 4,0 и продолжительность обработки 50 с.

Процесс нанесения и процесс отверждения

Как показано в табл. 2, полимерное покрытие было сформировано на контактной поверхности муфты в Испытаниях 1-12. В Испытаниях 2-9, 11, 12 полимерное покрытие было сформировано на контактной поверхности муфты, на которой был сформирован металлизированный слой. В Испытании 1 полимерное покрытие было сформировано непосредственно на контактной поверхности муфты. В Испытании 10 верхний слой полимерного покрытия был сформирован на противокоррозионном полимерном покрытии. Композицию для формирования полимерного покрытия наносили посредством распыления на контактную поверхность муфты, на металлизированный слой из сплава Zn-Ni или на противокоррозионное полимерное покрытие и отверждали. Согласно раскрытому выше компоненты композиции, отличающиеся от растворителя, были частицами политетрафторэтилена и фталоцианином меди, а прочее являлось эпоксидной смолой. Композиция также содержала растворитель. В качестве растворителя использовали раствор из смеси воды, спирта и поверхностно-активного вещества. После нанесения распылением композиции на металлизированный слой из сплава Zn-Ni на поверхности муфты осуществляли процесс теплового отверждения в течение 20 мин при температуре 210°C, чтобы сформировать полимерное покрытие. В Испытании 12 не использовали фталоцианин меди, вместо него использовали Cr₂O₃ в количестве 8,6 вес.%.

Контактная поверхность ниппеля

Контактную поверхность ниппеля в Испытаниях 1-12 подвергали обработке машинным шлифованием. Т.е., как показано в табл. 2, металлизированный слой и полимерное покрытие не были сформированы на контактной поверхности ниппеля в Испытаниях 1-12.

Оценка характеристики высокого крутящего момента

Крутящий момент ΔT при сопротивлении упора измеряли с использованием металлической трубы для нефтяной скважины, имеющей контактную поверхность ниппеля и контактную поверхность муфты каждого из Испытаний 1-12. В частности, при скорости свинчивания 10 об/мин значение момента затяжки постепенно увеличивали, и испытание заканчивалось, когда материал приобретал свойства текучести. Крутящий момент во время свинчивания измеряли и составляли диаграмму крутящего момента, показанную на фиг. 19. Ссылочные обозначения "Ts" на фиг. 19 обозначают крутящий момент упора. Ссылочные обозначения "MTV" на фиг. 19 обозначают значение крутящего момента, при котором линейный сегмент L и график крутящего момента пересекаются. Линейный сегмент L представляет собой прямую линию, которая имеет тот же наклон, что и наклон линейной области графика крутящего момента после упора, и для которой число оборотов на 0,2% больше превышает указанную выше линейную область. Обычно T_u (крутящий момент на пределе текучести) используется при измерении крутящего момента при сопротивлении упора. Тем не менее, в данном примере крутящий момент T_u на пределе текучести (граница между линейной областью и нелинейной областью на диаграмме крутящего момента после упора) был неразличимым. Поэтому MTV был определен с использованием линейного сегмента L. Разность между MTV и Ts была принята за крутящий момент при сопротивлении упора ΔT . Крутящий момент ΔT при сопротивлении упора был определен как относительное значение по сравнению с крутящим моментом ΔT при сопротивлении упора, когда использовали присадку в соответствии со стандартом API, и его значение было взято равным 100. Результаты показаны в столбце "Характеристика высокого крутящего момента" в табл. 2.

Циклические испытания на свинчивание

Циклические испытания на свинчивание с применением крутящего момента затяжки 53800 Нм проводили с использованием металлической трубы для нефтяной скважины, имеющей контактную поверхность ниппеля и контактную поверхность муфты из Испытаний 1-12. Свинчивание проводили до образования задиrow, не подлежащих ремонту, на резьбовой части (часть с наружной резьбой и/или часть с внутренней резьбой) или до образования задиrow на части металлического уплотнения. Результаты показаны в столбце "Количество M&B" в табл. 2. Значок "-" в столбце "Количество M&B" в табл. 2 означает, что циклические испытания на свинчивание не проводились.

Результаты оценки

Как показано в табл. 2, металлические трубы для нефтяной скважины из Испытаний 1-10 содержали полимерное покрытие, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на меньшей мере одной из контактной поверхности ниппеля или контактной поверхности муфты. Таким образом, крутящий момент ΔT при сопротивлении упора для каждого из Испытаний 1-10 составлял 100 или более, что означает отличную характеристику высокого крутящего момента.

Кроме того, в металлических трубах для нефтяной скважины в Испытаниях 1, 3-10 содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии составляло от 0,2 до 30,0 вес.%. Кроме того, крутящий момент ΔT при сопротивлении упора металлических труб для нефтяной скважины в Испытаниях 1, 3-10 дополнительно увеличивался по сравнению с Испытаниями 2, в которых содержание фталоцианина меди составляло менее 0,2 вес.%. С другой стороны, в металлической трубе для нефтяной скважины в Испытании 11, несмотря на то, что полимерное покрытие, содержащее полимер и твердый смазывающий порошок, было сформировано на контактной поверхности муфты, полимерное покрытие не содержало фталоцианин меди. В результате крутящий момент ΔT при сопротивлении упора составлял 65, и поэтому

характеристика высокого крутящего момента была низкой. В металлической трубе для нефтяной скважины в Испытании 12, несмотря на то, что полимерное покрытие, содержащее полимер и твердый смазывающий порошок, было сформировано на контактной поверхности муфты, полимерное покрытие не содержало фталоцианин меди и вместо него содержало Cr_2O_3 . В результате крутящий момент ΔT при сопротивлении упора составлял 90, и поэтому характеристика высокого крутящего момента была низкой.

Пример 2

В примере 2 полимерное покрытие было сформировано на поверхности стальных пластин, моделирующих металлическую трубу для нефтяной скважины, и оценивали стойкость к образованию задиров. В частности, в примере 2 использовали пластины из холоднокатаной стали (химический состав: $\text{C} \leq 0,15\%$, $\text{Mn} \leq 0,60\%$, $\text{P} \leq 0,100\%$, $\text{S} \leq 0,050\%$, и остальное Fe и примеси).

Металлизированные слои, показанные в табл. 3, были сформированы надлежащим образом на поверхностях стальных пластин в Испытаниях 13-21. Сформированные металлизированные слои показаны в столбце "Металлизированный слой" в табл. 3. Значок "-" в столбце "Металлизированный слой" в табл. 3 означает, что металлизированный слой не был сформирован. Толщина каждого сформированного металлизированного слоя составила 8 мкм. Полимерное покрытие было сформировано на поверхностях стальных пластин в Испытаниях 13-17 и 21. В Испытаниях 18-20 полимерное покрытие было сформировано на металлизированном слое, который был сформирован. Толщина каждого сформированного полимерного покрытия составила 20 мкм. Измерение толщины полимерного покрытия проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd., и среднее значение толщины в девяти точках на одной оцениваемой поверхности было взято как толщина полимерного покрытия. Кроме того, содержание фталоцианина меди в полимерных покрытиях, которые были сформированы, показано в табл. 3. Следует учитывать, что полимерные покрытия, которые были сформированы, также содержали 1-30 вес.% политетрафторэтилена (ПТФЭ) в качестве твердого смазывающего порошка, а прочие вещества состояли из эпоксидной смолы в качестве полимера. Значок "-" в столбце "Содержание фталоцианина меди" в табл. 3 означает, что фталоцианин меди не содержался в полимерном покрытии, которое было сформировано.

Таблица 3

Номер испытания	Металлизированный слой	Содержание фталоцианина меди	Количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3
13	-	0,1 весовых %	510
14	-	0,5 весовых %	647
15	-	2,0 весовых %	524
16	-	5,0 весовых %	531
17	-	10,0 весовых %	55
18	Металлизированный слой из сплава Zn-Ni	0,5 весовых %	743
19	Металлизированный слой из сплава Zn-Ni	2,0 весовых %	660
20	Металлизированный слой из сплава Zn-Ni	5,0 весовых %	609
21	-	-	511

Процесс образования металлизированного слоя

Металлизированный слой из сплава Zn-Ni был сформирован электроосаждением на поверхности стальной пластины в каждом из Испытаний 18-20. В качестве гальванической ванны использовали DAIN Zin alloy N-PL (торговое название), производства Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni составляла 8 мкм. Измерение толщины металлизированного слоя проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd., и среднее значение толщины в девяти точках на одной оцениваемой поверхности было взято как толщина металлизированного слоя. Условия для электроосаждения были следующие: pH в гальванической ванне 6,5, температура в гальванической ванне 25°C; плотность тока 2 А/дм² и продолжительность обработки 18 мин. Металлизированный слой из сплава Zn-Ni имел следующий состав: Zn 85% и Ni 15%. Кроме того, на полученном металлизированном слое из сплава Zn-Ni было сформировано покрытие из трехвалентного хромата. Раствором для обработки для формирования покрытия из трехвалентного хромата был DAIN Chromate TR-02 производства Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. Условия химической конверсии были следующие: температура в ванне 25°C, pH 4,0 и продолжительность обработки 50 секунд.

Процесс нанесения и процесс отверждения

Полимерное покрытие было сформировано на поверхностях стальных пластин в каждом из Испытаний 13-21. В частности, композиция для формирования полимерного покрытия была нанесена на поверхность стальной пластины в каждом из Испытаний 13-21 с использованием стержневого устройства и была отверждена. Компоненты композиции, отличающиеся от растворителя, были частицами твердой

смазки и фталоцианином меди, а прочее - полимер. Эпоксидную смолу использовали в качестве полимера в Испытаниях 13-21. Частицы политетрафторэтилена использовали в качестве частиц твердой смазки в Испытаниях 13-21. Содержание фталоцианина меди показано в табл. 3. Композиция также содержала растворитель. В качестве растворителя использовали раствор из смеси воды, спирта и поверхностно-активного вещества. При наличии металлизированного слоя композицию наносили стержневым устройством на металлизированный слой (или на слой, полученный посредством химической конверсии, сформированный на нем), а при отсутствии металлизированного слоя композицию наносили стержневым устройством на поверхность стальной пластины, а затем осуществляли процесс теплового отверждения при 210°C в течение 20 мин для формирования полимерного покрытия.

Испытания Боудена

Испытания Боудена проводились с использованием стальных пластин в Испытаниях 13-21, на которые наносили полимерное покрытие, и оценивали стойкость к образованию задиrow. В частности, стальной шарик заставляли скользить по поверхности полимерного покрытия в Испытаниях 13-21 и определяли коэффициент трения. Стальной шарик имел диаметр 3/16 дюйма и химический состав, аналогичный SUJ2, указанный в стандарте JIS. Нагрузка составляла 3 кгс (контактное давление Герца: в среднем 1,56 ГПа). Ширина скольжения была установлена как 10 мм, а скорость скольжения - 4 мм/с. Скольжение осуществляли без смазки при комнатной температуре. Измеряли коэффициент трения μ стального шарика во время скольжения и количество скольжений (количество законченных циклов, т. е. каждый раз, когда стальной шарик прокатывался туда и обратно по площади 10 мм, считали за "один раз") до превышения коэффициентом трения μ значения 0,3 (эквивалент коэффициента трения между полимерным покрытием и стальным шариком). Для испытаний использовали боуденовский испытательный прибор прерывистого скольжения производства Shinko Engineering Co., Ltd. Результаты представлены в столбце "Количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3" в табл. 3.

Результаты оценки

Как показано в табл. 3, стальные пластины из Испытаний 13-20 содержали полимерное покрытие, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на поверхности. Как показано в табл. 3, в полимерном покрытии, сформированном на стальной пластине в каждом из Испытаний 14-16 и 18-20, содержание фталоцианина меди находилось в диапазоне от 0,2 до 9,0 вес.%. В результате для стальных пластин в Испытаниях 14-16 и 18-20 количество скольжений до превышения коэффициентом трения значения 0,3 было высоким по сравнению со стальной пластиной в Испытаниях 21, в которых полимерное покрытие не содержало фталоцианин меди, и со стальными пластинами в Испытаниях 13 и 17, в которых содержание фталоцианина меди в полимерном покрытии выходило за пределы диапазона от 0,2 до 9,0 вес.%. Т.е. была продемонстрирована отличная стойкость к образованию задиrow.

Пример 3

В примере 3 аналогично примеру 2 полимерное покрытие было сформировано на поверхности стальных пластин, моделирующих металлическую трубу для нефтяной скважины, и оценивали стойкость к образованию задиrow. В частности, в Примере 3 использовали пластины из холоднокатаной стали (химический состав: C \leq 0,15%, Mn \leq 0,60%, P \leq 0,100%, S \leq 0,050%, остальное: Fe и примеси).

Металлизированные слои, показанные в табл. 4, были сформированы надлежащим образом на поверхностях стальных пластин в Испытаниях 22-31. Сформированные металлизированные слои показаны в столбце "Металлизированный слой" в табл. 4. Значок "-" в столбце "Металлизированный слой" в табл. 4 означает, что металлизированный слой не был сформирован. Толщина каждого сформированного металлизированного слоя составила 8 мкм. Измерение толщины металлизированного слоя проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd., и среднее значение толщины в девяти точках на одной оцениваемой поверхности было взято как толщина металлизированного слоя. Слой, полученный посредством химической конверсии, был сформирован на поверхности стальной пластины в Испытаниях 22-29 и 31. Сформированный слой, полученный посредством химической конверсии, показан в столбце "Слой, полученный посредством химической конверсии" в табл. 4. Раствор для химической конверсии, температура и время обработки, применяемые для формирования покрытий A-D, среди слоев, полученных посредством химической конверсии, в столбце "Слой, полученный посредством химической конверсии" представлены в табл. 5. Следует учитывать, что термин "трехвалентный хромат" в столбце "Слой, полученный посредством химической конверсии" в табл. 4 означает, что было сформировано покрытие из трехвалентного хромата. Покрытие из трехвалентного хромата раскрыто ниже.

Таблица 4

Номер испытаний	Металлизованный слой	Слой, полученный посредством химической конверсии	Содержание фталоцианина меди	Расстояние скольжения до превышения коэффициентом трения значения 0,6 (м)
22	-	Покрытие А	0,5 весовых %	153,4
23	-	Покрытие А	2,0 весовых %	155,8
24	-	Покрытие В	0,5 весовых %	193,5
25	-	Покрытие В	2,0 весовых %	201,0
26	-	Покрытие С	0,5 весовых %	143,9
27	-	Покрытие С	2,0 весовых %	151,2
28	-	Покрытие D	0,5 весовых %	362,5
29	-	Покрытие D	2,0 весовых %	375,8
30	Металлизованный слой из сплава Zn-Ni	-	2,0 весовых %	108,8
31	Металлизованный слой из сплава Zn-Ni	Трехвалентный хромат	2,0 весовых %	121,5

Таблица 5

		Покрытие А	Покрытие В	Покрытие С	Покрытие D
Раствор для химической конверсии	Система	Система фосфата цинка	Система фосфата цинка	Система фосфата цинка	Система фосфата марганца
	Свободная кислотность	7,5 ч/10 мл	0,6 ч/5 мл	1,9 ч/5 мл	7,5 ч/10 мл
	Общая кислотность	45,0 ч/10 мл	22,0 ч/10 мл	12,2 ч/5 мл	24,4 ч/5 мл
Температура обработки		80°C	40°C	60°C	90°C
Продолжительность обработки		10 мин.	2 мин.	2 мин.	5 мин.

Полимерное покрытие было сформировано на металлизированном слое или на слое, полученном посредством химической конверсии, в Испытаниях 22-31. Толщина каждого сформированного полимерного покрытия составила 20 мкм. Измерение толщины полимерного покрытия проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd., и среднее значение толщины в девяти точках на одной оцениваемой поверхности было взято как толщина полимерного покрытия. Следует учитывать, что полимерные покрытия, которые были сформированы, содержали фталоцианин меди в количестве, указанном в табл. 4, а также содержали от 1 до 30 вес.% политетрафторэтилена (ПТФЭ) в качестве твердого смазывающего порошка, а прочие вещества состояли из эпоксидной смолы в качестве полимера.

Процесс образования металлизированного слоя

Металлизированный слой из сплава Zn-Ni был сформирован электроосаждением на поверхности стальной пластины в каждом из Испытаний 30-31. В качестве гальванической ванны использовали DAIN Zin alloy N-PL (торговое название), производства Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. Толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni составляла 8 мкм. Измерение толщины металлизированного слоя проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd., и среднее значение толщины в девяти точках на одной оцениваемой поверхности было взято как толщина металлизированного слоя. Условия для электроосаждения были следующие: pH в гальванической ванне 6,5, температура в гальванической ванне 25°C; плотность тока 2 А/дм² и продолжительность обработки 18 мин. Металлизированный слой из сплава Zn-Ni имел следующий состав Zn в количестве 85% и Ni в количестве 15%.

Процесс формирования слоя, полученного посредством химической конверсии

Слой, полученный посредством химической конверсии, был сформирован на поверхности стальной пластины или металлизированном слое в Испытаниях 22-29 и 31. В частности, растворы для химической конверсии, указанные в табл. 5, использовали как растворы для химической конверсии для покрытий А-D. Раствором для обработки для формирования покрытия из трехвалентного хромата был DAIN Chromate TR-02 производства Daiwa Fine Chemicals Co., Ltd. Условия химической конверсии для покрытий А-D были согласно указанному в Таблице 5. Условия химической конверсии для формирования покрытия из трехвалентного хромата были следующие: температура в ванне 25°C, pH 4,0 и продолжительность обработки 50 секунд.

Процесс нанесения и процесс отверждения

Полимерное покрытие было сформировано на поверхности металлизированного слоя или слоя, полученного посредством химической конверсии, в Испытаниях 22-31. В частности, композиция для формирования полимерного покрытия была нанесена на поверхность металлизированного слоя или слоя, полученного посредством химической конверсии, из Испытаний 22-31 посредством стержневого устройства и была отверждена. Компоненты композиции, отличающиеся от растворителя, были частицами твердой смазки и фталоцианином меди, а прочее - полимер. Эпоксидную смолу использовали в качестве полимера в Испытаниях 22-31. Частицы политетрафторэтилена использовали в качестве частиц твердой смазки в Испытаниях 22-31. Содержание фталоцианина меди показано в табл. 4. Композиция также содержала растворитель. В качестве растворителя использовали раствор из смеси воды, спирта и поверхностно-активного вещества. При наличии слоя, полученного посредством химической конверсии, композицию наносили стержневым устройством на слой, полученный посредством химической конверсии, а при отсутствии слоя, полученного посредством химической конверсии, композицию наносили стержневым устройством на металлизированный слой, а затем осуществляли процесс теплового отверждения при 210°C в течение 20 мин для формирования полимерного покрытия.

Испытания штифт-диск

Стойкость к образованию задиров оценивали при помощи штифтодисковой машины для испытаний на трение и износ с использованием стальных пластин из Испытаний 22-31, на которых было сформировано полимерное покрытие. В частности, стальная пластина из каждого из Испытаний 22-31 была зафиксирована на вращающемся диске, и вращающийся диск вращали со скоростью 100 об/мин, в то время как стальной шарик оставался прижатым к вращающемуся диску с силой 60 Н. Вращение диска было установлено только в одном направлении. Следует учитывать, что за счет вращения диска скольжение стального шарика относительно полимерного покрытия осуществлялось без смазки при комнатной температуре. Измеряли коэффициент трения μ стального шарика во время скольжения и расстояние скольжения (м) до превышения коэффициентом трения μ значения 0,6 (эквивалент коэффициента трения между полимерным покрытием и стальным шариком). Результаты представлены в столбце "Расстояние скольжения до превышения коэффициентом трения значения 0,6" в табл. 4.

Результаты оценки

Как показано в табл. 4, стальные пластины из Испытаний 22-31 содержали полимерное покрытие, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди на поверхности. Как показано в табл. 4, в полимерном покрытии, сформированном на стальных пластинах в Испытаниях 22-31, содержание фталоцианина меди находилось в диапазоне от 0,2 до 9,0 вес.%. В результате расстояние скольжения до превышения коэффициентом трения значения 0,6 было большим. Т.е. была продемонстрирована отличная стойкость к образованию задиров.

Стальные пластины в Испытаниях 22-29 и 31 содержали слой, полученный посредством химической конверсии, в качестве подложки полимерного покрытия. В результате по сравнению со стальной пластиной из Испытаний 30, которая не содержала слой, полученный посредством химической конверсии, в качестве подложки для полимерного покрытия, расстояние скольжения до превышения коэффициентом трения значения 0,6 было больше. Т.е. была продемонстрирована лучшая стойкость к образованию задиров. Стальные пластины в Испытаниях 22-29 содержали покрытия А-D в качестве слоя, полученного посредством химической конверсии. В результате по сравнению со стальной пластиной из Испытаний 31, которая содержала покрытие трехвалентным хроматом, расстояние скольжения до превышения коэффициентом трения значения 0,6 было еще больше. Т.е. была продемонстрирована лучшая стойкость к образованию задиров.

Пример 4

В примере 4 полимерное покрытие было сформировано на поверхности стальных пластин, моделирующих металлическую трубу для нефтяной скважины, и оценивали стойкость к образованию задиров. В частности, в примере 4 использовали пластины из холоднокатаной стали (химический состав: $C \leq 0,15\%$, $Mn \leq 0,60\%$, $P \leq 0,100\%$, $S \leq 0,050\%$, остальное Fe и примеси). Противокоррозионное полимерное покрытие, содержащее полимерное покрытие, или полимерное покрытие, как показано в табл. 6, были сформированы на поверхностях стальной пластины в Испытаниях 32-34. Термин "Формирование" в столбце "Противокоррозионное полимерное покрытие" в табл. 6 означает, что противокоррозионное полимерное покрытие было сформировано на поверхности стальной пластины. Символ "-" в столбце "Противокоррозионное полимерное покрытие" в табл. 6 означает, что противокоррозионное полимерное покрытие не было сформировано на поверхности стальной пластины.

Таблица 6

Номер испытаний	Противокоррозионное полимерное покрытие	Содержание фталоцианина меди	Период развития коррозии (ч)
32	Формирование	0,5 весовых %	1006<
33	Формирование	2,0 весовых %	1006<
34	-	2,0 весовых %	768

Процесс формирования противокоррозионного полимерного слоя

Противокоррозионное полимерное покрытие было сформировано на поверхностях стальных пластин в Испытаниях 32, 33. Композиция для формирования противокоррозионного полимерного покрытия содержала противокоррозионный наполнитель в количестве 8 вес.% и акриловую кремнийорганическую смолу в количестве 70 вес.%. Композиция для формирования противокоррозионного полимерного покрытия также содержала растворитель. Композиция для формирования противокоррозионного полимерного покрытия была нанесена на поверхность стальной пластины из Испытаний 32,33 путем распыления и была отверждена путем естественного высыхания. Толщина противокоррозионного полимерного покрытия из Испытаний 32 составила 13 мкм. Толщина противокоррозионного полимерного покрытия из Испытаний 33 составила 11 мкм. Измерение толщины противокоррозионного полимерного покрытия проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd., и среднее значение толщины в девяти точках на одной оцениваемой поверхности было взято как толщина противокоррозионного полимерного покрытия.

Процесс нанесения и процесс отверждения

Верхний слой полимерного покрытия был сформирован на поверхности противокоррозионного полимерного покрытия из Испытаний 32, 33. Полимерное покрытие было сформировано на поверхности стальной пластины из Испытаний 34. В частности, композиция для формирования полимерного покрытия была нанесена на поверхность стальной пластины или на поверхность противокоррозионного полимерного покрытия из Испытаний 32-34 посредством стержневого устройства и была отверждена. Компоненты композиции, отличающиеся от растворителя, были частицами твердой смазки и фталоцианином меди, а прочее — полимер. Эпоксидную смолу использовали в качестве полимера. Частицы политетрафторэтилена использовали в качестве частиц твердой смазки. Содержание фталоцианина меди показано в табл. 6. Композиция также содержала растворитель. В качестве растворителя использовали раствор из смеси воды, спирта и поверхностно-активного вещества. При наличии противокоррозионного полимерного покрытия композицию наносили стержневым устройством на противокоррозионное полимерное покрытие, а при отсутствии противокоррозионного полимерного покрытия композицию наносили стержневым устройством на поверхность стальной пластины, а затем осуществляли процесс теплового отверждения при 210°C в течение 20 мин для формирования полимерного покрытия. Полимерные покрытия, которые были сформированы, также содержали 1-30 вес.% политетрафторэтилена (ПТФЭ) в качестве твердого смазывающего порошка, а прочие вещества состояли из эпоксидной смолы в качестве полимера.

Толщина полимерного покрытия из Испытаний 32 составляла 35,5 мкм, толщина полимерного покрытия из Испытаний 33 составляла 33,0 мкм, а толщина полимерного покрытия из Испытаний 34 составляла 26,8 мкм. Следует учитывать, что полимерное покрытие из Испытаний 32 и 33 содержало противокоррозионное полимерное покрытие. Таким образом, толщина верхнего слоя полимерного покрытия из Испытаний 32 составляла 22,5 мкм, а толщина верхнего слоя полимерного покрытия из Испытаний 33 составляла 22,0 мкм. Измерение толщины полимерного покрытия проводили способом, раскрытым выше, с применением электромагнитного прибора для измерения толщины пленки SDM-picoR производства Sanko Electronic Laboratory Co., Ltd., и среднее значение толщины в девяти точках на одной оцениваемой поверхности было взято как толщина полимерного покрытия.

Испытания в солевой камере

Испытания в солевой камере проводились с использованием стальных пластин в Испытаниях 32-34, на которые наносили полимерное покрытие. Для испытаний в солевой камере использовали прибор с торговым наименованием Combined Cyclic Corrosion Test Instrument CY90 производства Suga Test Instruments Co., Ltd. Испытания в солевой камере соответствовали требованиям стандарта JIS Z 2371 (2015). Условия испытаний были следующие: концентрация NaCl в спрее $5 \pm 0,5$ %, распыляемое количество $1,5 \pm 0,5$ мл/ч/80 см², температура $35 \pm 2^\circ\text{C}$, pH во время испытаний 6,5-7,2. В данном примере период до вздутия полимерного покрытия был взят в качестве периода развития коррозии. Периоды развития коррозии указаны в табл. 6.

Результаты оценки

Как показано в табл. 6, стальные пластины из Испытаний 32-34 содержали полимерное покрытие, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на поверхности.

Стальные пластины из Испытаний 32 и 33 содержали противокоррозионное полимерное покрытие в полимерном покрытии. В результате период до развития коррозии был дольше по сравнению со стальной пластиной из Испытаний 34, которая не содержала противокоррозионное полимерное покрытие в полимерном покрытии. Т.е. была продемонстрирована отличная стойкость к образованию коррозии.

Выше был раскрыт вариант осуществления настоящего изобретения. Тем не менее, вышеизложенный вариант осуществления изобретения является одним из примеров реализации настоящего изобретения. Соответственно, настоящее изобретение не ограничено вышеописанным вариантом осуществления, и упомянутый выше вариант осуществления изобретения может быть соответствующим образом изме-

нен в пределах объема без отклонения от сущности настоящего изобретения.

Перечень ссылочных обозначений

- 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,
- 70 Противокоррозионное полимерное покрытие,
- 80 Металлизированный слой,
- 90 Слой, полученный посредством химической конверсии,
- 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 содержит полимерное покрытие, содержащее полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на или поверх, по меньшей мере, одной из контактных поверхностей ниппеля и контактной поверхности муфты.

2. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.1, в которой полимерное покрытие содержит от 0,2 до 30,0 вес.% фталоцианина меди.

3. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.2, в которой полимерное покрытие содержит

от 0,2 до 30,0 вес.% фталоцианина меди,

от 60 до 90 вес.% полимера, и

от 1 до 30 вес.% твердого смазывающего порошка.

4. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.2 или 3, в которой полимерное покрытие содержит от 0,2 до 9,0 вес.% фталоцианина меди.

5. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-4, дополнительно содержащая металлизированный слой между по меньшей мере контактной поверхностью ниппеля или контактной поверхностью муфты и полимерным покрытием.

6. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-4, дополнительно содержащая слой, полученный посредством химической конверсии, между по меньшей мере контактной поверхностью ниппеля или контактной поверхностью муфты и полимерным покрытием.

7. Металлическая труба для нефтяной скважины по п.5, дополнительно содержащая слой, полученный посредством химической конверсии, между металлизированным слоем и полимерным покрытием.

8. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-7, в которой полимерное покрытие дополнительно содержит противокоррозионный наполнитель.

9. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-8, в которой, по меньшей мере, одна из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты представляет собой поверхность, подвергнутую одному или более видов обработки из группы, состоящей из струйной обработки и травления.

10. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-9, в которой полимер относится к одному или нескольким типам, выбранным из группы, состоящей из эпоксидной смолы, фенольной смолы, акриловой смолы, уретановой смолы, полиэфирной смолы, полиамидоимидной смолы, полиамидной смолы, полиимидной смолы и полиэфирэфиркетонной смолы.

11. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-10, в которой твердый смазывающий порошок представляет собой одно или несколько веществ из группы, состоящей из графита,

оксида цинка, нитрида бора, талька, дисульфида молибдена, дисульфида вольфрама, фторида графита, сульфида олова, сульфида висмута, органического молибдена, тиосульфатных соединений и политетрафторэтилена.

12. Металлическая труба для нефтяной скважины по любому из пп.1-11, в которой контактная поверхность ниппеля дополнительно содержит уплотнительную поверхность ниппеля и упорную поверхность ниппеля, и

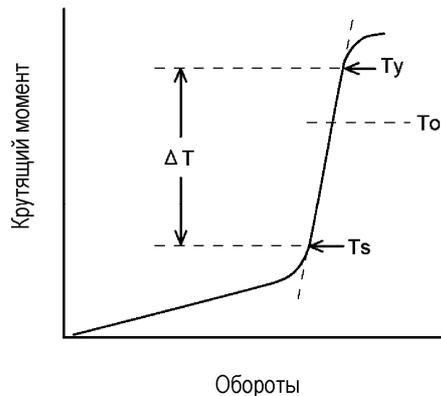
контактная поверхность муфты дополнительно содержит уплотнительную поверхность муфты и упорную поверхность муфты.

13. Способ изготовления металлической трубы по п.1, содержащий следующие этапы:

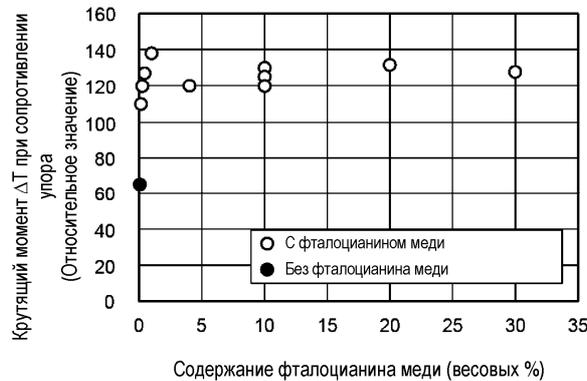
подготовка металлической трубы для нефтяной скважины, при этом металлическая труба для нефтяной скважины содержит основной корпус трубы, содержащий ниппель, содержащий контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой, и муфту, содержащую контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой;

нанесение композиции, содержащей полимер, твердый смазывающий порошок и фталоцианин меди, на, по меньшей мере, одну поверхность из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты; и

отверждение композиции, нанесенной для формирования полимерного покрытия.



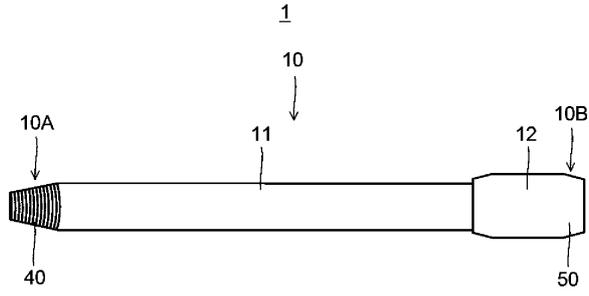
Фиг. 1



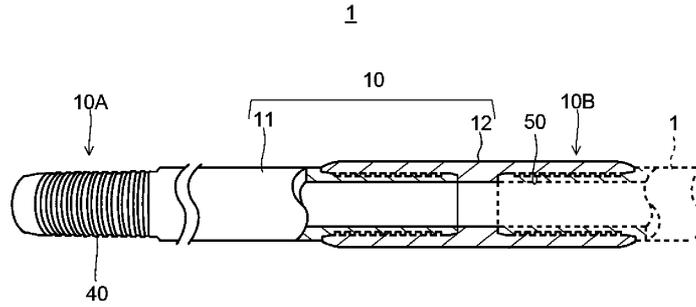
Фиг. 2А



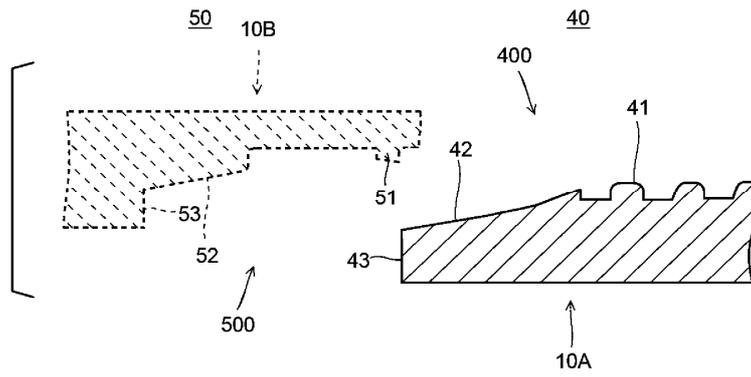
Фиг. 2В



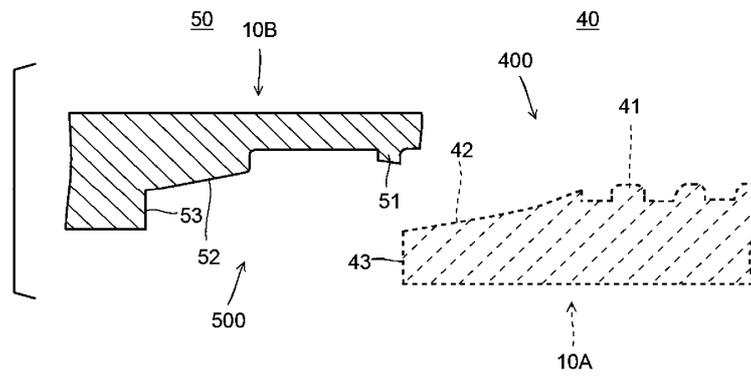
Фиг. 3



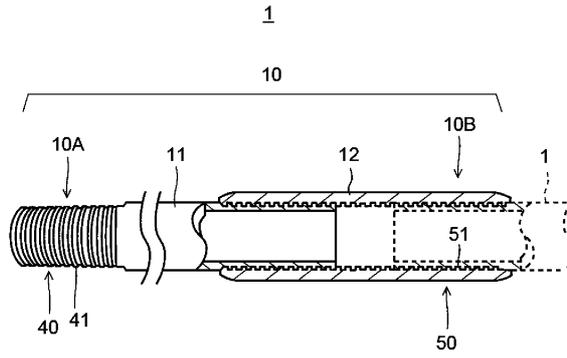
Фиг. 4



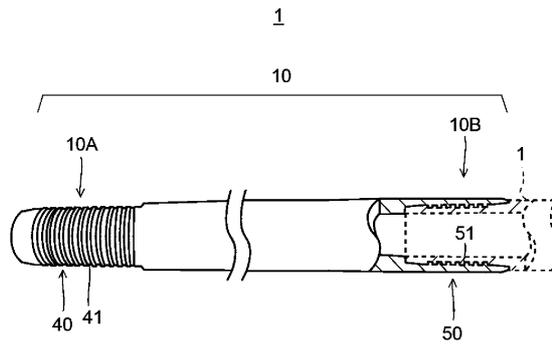
Фиг. 5



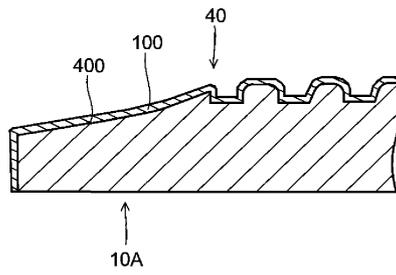
Фиг. 6



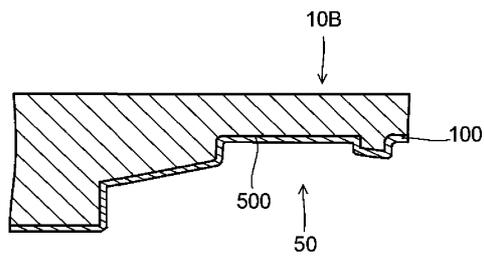
Фиг. 7



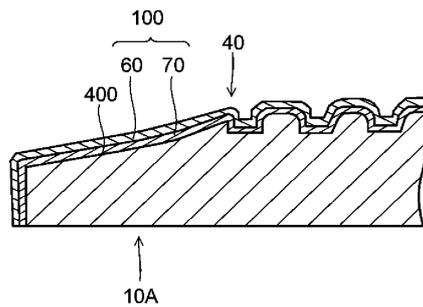
Фиг. 8



Фиг. 9

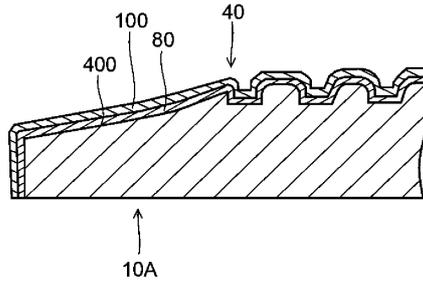


Фиг. 10

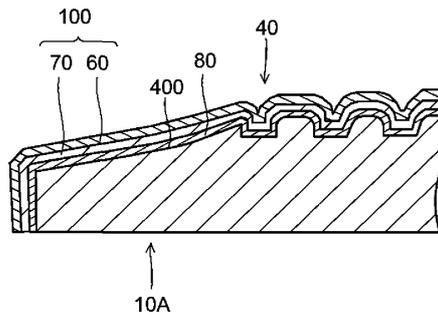


Фиг. 11

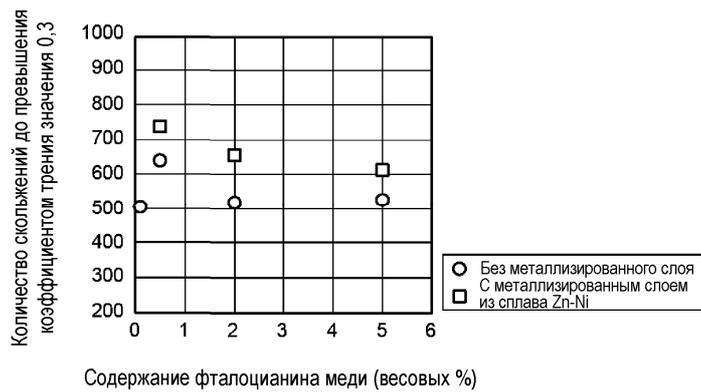
045795



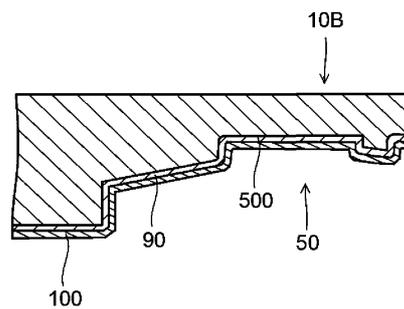
Фиг. 12



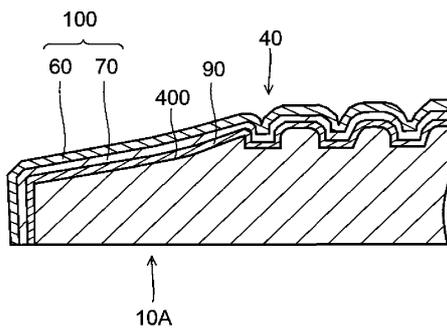
Фиг. 13



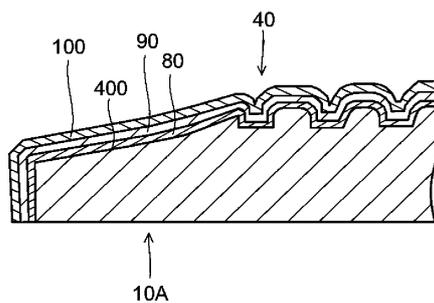
Фиг. 14



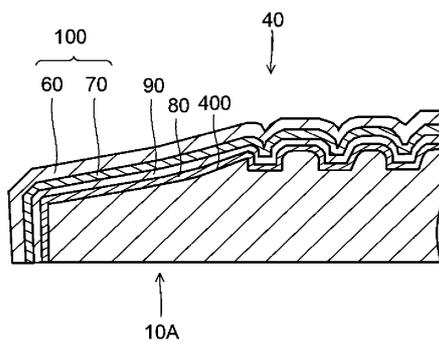
Фиг. 15



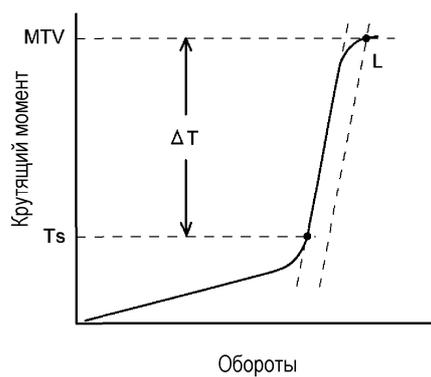
Фиг. 16



Фиг. 17



Фиг. 18



Фиг. 19

