

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 202393030 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2023.12.26(51) Int. Cl. E21B 17/00 (2006.01)
E21B 17/042 (2006.01)
F16L 15/04 (2006.01)(22) Дата подачи заявки
2022.03.31

(54) СТАЛЬНАЯ ТРУБА ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

(31) 2021-075844

(72) Изобретатель:

(32) 2021.04.28

Осима Масахиро, Кимото Масанари
(JP)

(33) JP

(86) PCT/JP2022/016384

(74) Представитель:

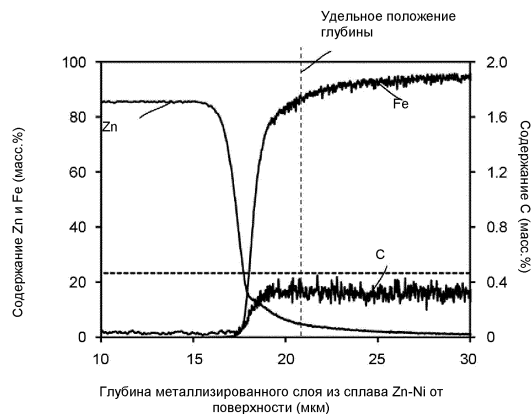
(87) WO 2022/230595 2022.11.03

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

(71) Заявитель:

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

(57) Предложена стальная труба для нефтяной скважины, содержащая металлизированный слой из сплава Zn-Ni и отличающаяся высокой стойкостью к образованию задиров. Стальная труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит: основной корпус трубы, содержащий ниппель, содержащий контактную поверхность ниппеля, и муфту, содержащую контактную поверхность муфты; а также металлизированный слой из сплава Zn-Ni, сформированный на контактной поверхности ниппеля и/или контактной поверхности муфты. Химический состав основного корпуса трубы (в мас.%): С в количестве от 0,01 до 0,60%, Сг в количестве от 0 до 8,0% и Fe в количестве 80,0% и более. Кроме того, если область в металлизированном слое из сплава Zn-Ni, содержащую С в количестве, в 1,5 раза и более превышающем содержание С в основном корпусе трубы, определяют как "слой с высокой концентрацией С", то толщина слоя с высокой концентрацией С в направлении толщины стенки основного корпуса трубы составляет от 0 до 1,50 мкм.



A1

202393030

202393030

A1

СТАЛЬНАЯ ТРУБА ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

[0001] Настоящее изобретение относится к стальной трубе для нефтяной скважины, в частности, к стальной трубе для нефтяной скважины со сформированным резьбовым соединением.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

[0002] Стальная труба для нефтяной скважины используется для бурения на месторождениях нефти и природного газа (далее совместно именуемые как «нефтяные скважины»). В частности, на площадке для бурения нефтяной скважины, в соответствии с глубиной нефтяной скважины, несколько стальных труб для нефтяной скважины соединяют для образования сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента, типичным примером которого может служить обсадная труба или насосно-компрессорная труба. Сборку трубных изделий нефтепромыслового сортамента получают путем свинчивания резьбовых соединений, выполненных на концевой части стальной трубы для нефтяной скважины, друг с другом. Иногда на сборках трубных изделий нефтепромыслового сортамента выполняют инспекции. При инспекции сборку трубных изделий нефтепромыслового сортамента вытягивают и развинчивают резьбовые соединения. Затем стальные трубы для нефтяной скважины, развинченные и отсоединенные от сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента, инспектируют. После инспекции стальные трубы для нефтяной скважины повторно свинчивают и используют повторно в составе сборки трубных изделий нефтепромыслового сортамента.

[0003] Стальная труба для нефтяной скважины содержит основной корпус трубы, содержащий первую концевую часть и вторую концевую часть. Основной корпус трубы содержит ниппель, сформированный на первой

концевой части, и муфту, сформированную на второй концевой части. Ниппель содержит контактную поверхность ниппеля, содержащую часть с наружной резьбой, выполненную на внешней периферийной поверхности первой концевой части основного корпуса трубы. Муфта содержит контактную поверхность муфты, содержащую часть с внутренней резьбой на внутренней периферийной поверхности концевой части (второй концевой части) основного корпуса трубы, находящейся на противоположной стороне от ниппеля. При свинчивании резьбовых соединений, сформированных на концевой части стальных труб для нефтяной скважины, контактная поверхность ниппеля соприкасается с контактной поверхностью муфты.

[0004] Контактная поверхность ниппеля и контактная поверхность муфты неоднократно испытывают сильное трение при свинчивании и развинчивании стальной трубы для нефтяной скважины. При отсутствии достаточной устойчивости к трению в этих областях многократное свинчивание и развинчивание приводят к образованию задиров (не поддающегося устранению заедания). Соответственно, стальная труба для нефтяной скважины должна иметь достаточную устойчивость к трению, т. е. иметь высокую стойкость к образованию задиров.

[0005] До настоящего времени для повышения стойкости к образованию задиров использовали компаундные консистентные смазки с содержанием тяжелых металлов, называемые «присадками». Нанесение компаундной консистентной смазки на контактную поверхность ниппеля и/или муфты может повысить стойкость стальной трубы для нефтяной скважины к образованию задиров. Однако тяжелые металлы, такие как Pb, Zn и Cu, содержащиеся в компаундных консистентных смазках, могут влиять на окружающую среду. Поэтому необходимо разработать стальную трубу для нефтяной скважины, отличающуюся высокой стойкостью к образованию задиров без применения компаундной консистентной смазки.

[0006] В стальной трубе для нефтяной скважины, раскрытой в патентном документе 1 (публикация международной патентной заявки № WO2016/170031), на контактной поверхности ниппеля или муфты формируют металлизированный слой из сплава Zn-Ni вместо использования компаундной консистентной смазки. Zn, содержащийся в металлизированном слое из сплава Zn-Ni, сформированном на контактной поверхности стальной трубы для нефтяной скважины, повышает коррозионную стойкость основного материала трубных изделий нефтепромыслового сортамента за счет протекторной защиты. Кроме того, в патентном документе 1 указано, что сплав Zn-Ni также обладает высокой износостойкостью.

СПИСОК ЦИТИРУЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ

ПАТЕНТНАЯ ЛИТЕРАТУРА

[0007] Патентный документ 1: Публикация международной патентной заявки № WO2016/170031

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА

[0008] В связи с этим в последние годы существует потребность в стальных трубах для нефтяной скважины, отличающихся повышенной стойкостью к образованию задиров. В частности, в стальной трубе большого размера для нефтяной скважины, вследствие большей окружности основного корпуса трубы, необходимо скольжение на большее расстояние от начала до завершения свинчивания. Следовательно, стальная труба большого размера для нефтяной скважины имеет повышенную склонность к образованию задиров по сравнению с обычной стальной трубой для нефтяной скважины. Таким образом, растет спрос на стальные трубы для нефтяной скважины,

отличающиеся более высокой стойкостью к образованию задиров по сравнению с существующими трубами.

[0009] Задачей настоящего изобретения является разработка стальной трубы для нефтяной скважины, содержащей металлизированный слой из сплава Zn-Ni и отличающейся высокой стойкостью к образованию задиров.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ

[0010] Стальная труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит:

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

причем химический состав основного корпуса трубы составляет (в масс.%):

C в количестве от 0,01 до 0,60 %,

Cr в количестве от 0 до 8,0 %, и

Fe в количестве 80,0 % и более,

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;

стальная труба для нефтяной скважины дополнительно содержит

металлизированный слой из сплава Zn-Ni, сформированный на контактной поверхности ниппеля и/или контактной поверхности муфты,

при этом

если область, содержащую С в количестве, в 1,5 раза (в масс.%) и более превышающем содержание С в основном корпусе трубы, определяют как слой с высокой концентрацией С, то

в металлизированном слое из сплава Zn-Ni толщина слоя с высокой концентрацией С в направлении толщины стенки основного корпуса трубы составляет от 0 до 1,50 мкм.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0011] Стальная труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит металлизированный слой из сплава Zn-Ni и отличается высокой стойкостью к образованию задиров.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

[0012] На ФИГ. 1 изображена диаграмма, иллюстрирующая часть результатов, полученных при анализе профиля глубины от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, выполненном посредством оптической эмиссионной спектрометрии тлеющего разряда (GD-OES) на стальной трубе для нефтяной скважины в испытании № 2 согласно примерам.

На ФИГ. 2 изображена диаграмма, иллюстрирующая часть результатов, полученных при анализе профиля глубины от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, выполненном посредством оптической эмиссионной спектрометрии тлеющего разряда на стальной трубе для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 3 показана схема, иллюстрирующая один пример стальной трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 4 показан частичный вид в разрезе (продольном разрезе) вдоль направления оси трубы соединительной муфты стальной трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 3.

На ФИГ. 5 изображен разрез параллельно направлению оси стальной трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 4, иллюстрирующий часть вблизи ниппеля стальной трубы для нефтяной скважины.

На ФИГ. 6 изображен разрез параллельно направлению оси стальной трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 4, иллюстрирующий часть вблизи муфты стальной трубы для нефтяной скважины.

На ФИГ. 7 изображен фрагмент разреза (продольного разреза) вдоль направления оси трубы соединительной муфты стальной трубы для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, отличающийся от ФИГ. 4.

На ФИГ. 8 изображен фрагмент разреза стальной трубы для нефтяной скважины интегрального типа согласно настоящему изобретению.

На ФИГ. 9 изображен увеличенный вид контактной поверхности ниппеля, изображенного на ФИГ. 5.

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

На ФИГ. 11 изображен увеличенный вид контактной поверхности ниппеля, конструкция которой отличается от конструкции, показанной на ФИГ. 9.

На ФИГ. 12 изображен увеличенный вид контактной поверхности муфты, конструкция которой отличается от конструкции, показанной на ФИГ. 10.

РАСКРЫТИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

[0013] Ниже настоящее изобретение подробно раскрыто со ссылками на чертежи. На чертежах будут использоваться одинаковые ссылочные обозначения для одних и тех же или сходных деталей, и их раскрытие не будет повторяться.

[0014] Из уровня техники известно, что металлизированный слой из сплава Zn-Ni обладает высокой износостойкостью благодаря своей высокой твердости. Обычно считается, что чем выше износостойкость, тем выше стойкость к образованию задиров. Поэтому на стальную трубу для нефтяной скважины, к которой предъявляются требования к стойкости к образованию задиров, наносят металлизированный слой из сплава Zn-Ni. С другой стороны, как было указано выше, для стальной трубы большого диаметра для нефтяной скважины расстояние скольжения во время свинчивания и развинчивания больше, чем для обычной стальной трубы для нефтяной скважины. Поэтому даже для стальной трубы для нефтяной скважины с металлизированным слоем из сплава Zn-Ni, имеющей большой диаметр, в некоторых случаях не удастся достичь высокой стойкости к образованию задиров.

[0015] Кроме того, детальные исследования, проведенные авторами настоящего изобретения, показали, что химический состав основного корпуса трубы, на котором сформирован металлизированный слой из сплава Zn-Ni, также влияет на стойкость к образованию задиров. В частности, авторы настоящего изобретения обнаружили, что если в химический состав основного корпуса трубы входит С в количестве (в масс.%) от 0,01 до 0,60 %, Ст в количестве от 0 до 8,0 % и Fe в количестве 80,0% и более, в частности в стальной трубе для нефтяной скважины большого размера стойкость к образованию задиров может снижаться. Таким образом, авторы настоящего изобретения изготовили различные стальные трубы для нефтяной скважины, в которых основной корпус трубы имел вышеупомянутый химический состав и металлизированный слой из сплава Zn-Ni, и выполнили подробные исследования этих стальных труб для нефтяной скважины на предмет стойкости к образованию задиров.

[0016] В результате было обнаружено, что на стальной трубе для нефтяной скважины, не отличающейся высокой стойкостью к образованию задиров,

часть металлизированного слоя из сплава Zn-Ni отслаивается вследствие скольжения на большое расстояние во время свинчивания и развинчивания. То есть считается, что в результате отслаивания части металлизированного слоя из сплава Zn-Ni коэффициент трения контактных поверхностей сразу же увеличивается, и стойкость стальной трубы для нефтяной скважины к образованию задиров быстро снижается.

[0017] Таким образом, авторы настоящего изобретения более подробно исследовали стальную трубу для нефтяной скважины, не отличающуюся высокой стойкостью к образованию задиров, несмотря на вышеупомянутый химический состав основного корпуса трубы и наличие на нем металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, и определили причину проблемы. В частности, авторы настоящего изобретения подвергли стальные трубы для нефтяной скважины, в которых, несмотря на наличие основного корпуса трубы с вышеупомянутым химическим составом и наличие металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, часть металлизированного слоя из сплава Zn-Ni отслаивалась в результате скольжения на большее расстояние во время свинчивания и развинчивания, элементному анализу в направлении глубины от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, посредством оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда. Это будет подробно раскрыто ниже со ссылкой на чертежи.

[0018] На ФИГ. 1 изображена диаграмма, иллюстрирующая часть результатов, полученных при анализе профиля глубины от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, выполненном посредством оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда на стальной трубе для нефтяной скважины в испытании № 2 согласно примерам. ФИГ. 1 получена способом, который будет раскрыт ниже. В частности, на ФИГ. 1 показан профиль содержания элементов в направлении глубины, полученный путем анализа профиля глубины посредством оптической эмиссионной

спектрометрии тлеющего разряда, с отложением глубины (мкм) от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni по оси абсцисс и соответствующего содержания (масс.%) Zn, Fe и C по оси ординат. Следует отметить, что используемый в данном случае термин «направление толщины» металлизированного слоя из сплава Zn-Ni соответствует направлению толщины стенки основного корпуса трубы.

[0019] Как показано на ФИГ. 1, анализ профиля глубины, выполненный на стальной трубе для нефтяной скважины посредством оптической эмиссионной спектрометрии тлеющего разряда от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni вблизи границы между металлизированным слоем из сплава Zn-Ni и основным корпусом трубы, позволил подтвердить уменьшение содержания Zn в металлизированном слое из сплава Zn-Ni и увеличение содержания Fe в основном корпусе трубы. Согласно ФИГ. 1, в стальной трубе для нефтяной скважины, не отличающейся высокой стойкостью к образованию задиров, может быть выявлена область, в которой содержание C локально увеличено вблизи границы между металлизированным слоем из сплава Zn-Ni и основным корпусом трубы. В настоящем описании область, в которой содержание C в 1,5 раза и более превышает содержание C в основном корпусе трубы, также называют «слоем с высокой концентрацией C». Как показано на ФИГ. 1, содержание C, в 1,5 раза превышающее содержание C в основном корпусе трубы, обозначено на чертеже пунктирной линией. То есть, как показано на ФИГ. 1, область, в которой содержание C превышает содержание, обозначенное пунктирной линией, соответствует слою с высокой концентрацией C.

[0020] Таким образом, авторы настоящего изобретения сочли, что можно повысить стойкость к образованию задиров стальной трубы для нефтяной скважины, содержащей основной корпус трубы с вышеупомянутым химическим составом и металлизированным слоем из сплава Zn-Ni, путем

уменьшения толщины слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni. В этом случае, даже если свинчивание и развинчивание будет повторяться с созданием высокого давления между поверхностями, существует вероятность того, что отслаивание металлизированного слоя из сплава Zn-Ni будет затруднено. Таким образом, авторы настоящего изобретения изготовили различные стальные трубы для нефтяной скважины, в которых основной корпус трубы имел вышеупомянутый химический состав и металлизированный слой из сплава Zn-Ni, и выполнили подробные исследования различных стальных труб для нефтяных скважин на предмет толщины слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni и стойкости к образованию задиров.

[0021] В результате авторы настоящего изобретения обнаружили, что можно получить стальную трубу для нефтяной скважины, в которой слой с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni будет тоньше, и что стойкость такой стальной трубы для нефтяной скважины к образованию задиров будет увеличена. На ФИГ. 2 изображена диаграмма, иллюстрирующая часть результатов, полученных при анализе профиля глубины от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni, выполненном посредством оптической эмиссионной спектрометрии тлеющего разряда на стальной трубе для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. На ФИГ. 2 изображен профиль содержания элементов в направлении глубины, относящийся к испытанию № 3 в примерах, которые будут раскрыты ниже. ФИГ. 2 получена способом, который будет раскрыт ниже.

[0022] Как показано на ФИГ. 1 и ФИГ. 2, в стальной трубе для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению слой с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni имеет малую толщину. Кроме того, как подробно показано в примерах, которые будут раскрыты ниже, в

случае стальной трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 1, было выполнено пять операций свинчивания и развинчивания без образования задиров. С другой стороны, в случае стальной трубы для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 2, свинчивание и развинчивание могут быть выполнены десять и более раз без образования задиров.

[0023] Таким образом, детальные исследования, выполненные авторами настоящего изобретения, показали, что в случае стальной трубы для нефтяной скважины, содержащей основной корпус трубы с вышеупомянутым химическим составом и металлизированным слоем из сплава Zn-Ni, снижение толщины слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni заметно увеличивает стойкость стальной трубы для нефтяной скважины к образованию задиров даже при большом расстоянии скольжения. Причина этого явления точно не определена. Тем не менее, авторы настоящего изобретения предполагают, что причина заключается в следующем.

[0024] Ниппель и муфту, сформированные на концевых участках основного корпуса стальной трубы для нефтяной скважины, изготавливают путем обработки резанием. Поскольку во время резания тепло воздействует на поверхность ниппеля и муфты, на поверхности ниппеля и муфты после резания образуется оксидная пленка. Поэтому для удаления оксидной пленки, образованной в результате обработки резанием, на всей поверхности ниппеля и/или муфты, подвергнутой обработке резанием, область, в которой сформирован металлизированный слой из сплава Zn-Ni, обрабатывают травлением или иным подобным способом для удаления оксидной пленки.

[0025] С другой стороны, как было указано выше, стальная труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению содержит основной корпус трубы, химический состав которого составляет (в масс.%) С в количестве от 0,01 до 0,60 %, Сг в количестве от 0 до 8,0 % и Fe в количестве

80,0 % и более. Поэтому пассивирующая пленка, образующаяся в случае нержавеющей стали с большим содержанием хрома, не образуется. Точнее, в основном корпусе трубы согласно настоящему изобретению, который имеет вышеупомянутый химический состав, во время обработки резанием на поверхности ниппеля и муфты часто образуется нестабильная оксидная пленка. Кроме того, поскольку ниппель и муфта имеют сложную форму, условия резания для каждой области различаются, также различается температура и скорость резания. Следовательно, в основном корпусе трубы с вышеупомянутым химическим составом на поверхности ниппеля и поверхности муфты может образовываться оксидная пленка, толщина которой различается для каждой области.

[0026] Тем не менее, в случае образования оксидной пленки, толщина которой различается для каждой области, даже при травлении в одинаковых условиях существует вероятность того, что часть оксидной пленки не будет удалена или, наоборот, основной корпус трубы частично растворится. В частности, в случае частичного растворения основного корпуса трубы в некоторых случаях примеси, обусловленные содержанием углерода (С) основного корпуса трубы, могут оставаться на поверхности ниппеля и/или муфты. Авторы настоящего изобретения предполагают, что в результате формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni в то время, когда на поверхности остается большое количество примесей, обусловленных содержанием С, в металлизированном слое из сплава Zn-Ni формируется толстый слой с высокой концентрацией С.

[0027] Детальные исследования на основании вышеизложенного, проведенные авторами настоящего изобретения, показали, что в стальной трубе для нефтяной скважины, содержащей основной корпус трубы, химический состав которого составляет (в масс.%) С в количестве от 0,01 до 0,60 %, Сг в количестве от 0 до 8,0 % и Fe в количестве 80,0% или более, если

толщина слоя с высокой концентрацией С в направлении толщины стенки основного корпуса трубы составляет от 0 до 1,50 мкм в металлизированном слое из сплава Zn-Ni, высокая стойкость к образованию задиров достигается даже в том случае, если стальная труба для нефтяной скважины представляет собой стальную трубу для нефтяной скважины большого диаметра.

[0028] Стальная труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, изготовленная на основании вышеприведенных результатов, имеет следующую конструкцию.

[0029] [1] Стальная труба для нефтяной скважины, содержащая:

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

причем химический состав основного корпуса трубы составляет (в масс.%):

С в количестве от 0,01 до 0,60 %,

Сг в количестве от 0 до 8,0 %, и

Fe в количестве 80,0 % и более,

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;

стальная труба для нефтяной скважины дополнительно содержит

металлизированный слой из сплава Zn-Ni, сформированный на контактной поверхности ниппеля и/или контактной поверхности муфты,

при этом

если область, содержащую С в количестве (в масс.%) в 1,5 раза и более превышающем содержание С в основном корпусе трубы, определяют как слой с высокой концентрацией С,

в металлизированном слое из сплава Zn-Ni толщина слоя с высокой концентрацией С в направлении толщины стенки основного корпуса трубы составляет от 0 до 1,50 мкм.

[0030] [2] Стальная труба для нефтяной скважины по п. [1], в которой

толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni составляет от 5 до 25 мкм.

[0031] [3] Стальная труба для нефтяной скважины по п. [1] или [2], содержащая:

смазывающее покрытие на или над металлизированным слоем из сплава Zn-Ni.

[0032] Далее подробно описана стальная труба для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

[0033] Конструкция стальной трубы для нефтяной скважины

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

[0034] Вариант, в котором стальная труба для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой

На ФИГ. 3 показана схема, иллюстрирующая один пример стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному изобретению. На ФИГ. 3 показана схема, иллюстрирующая стальную трубу 1 для нефтяной скважины так называемого типа с резьбой и соединительной муфтой. Как показано на ФИГ. 3, стальная труба 1 для нефтяной скважины содержит основной корпус 10 трубы.

[0035] Основной корпус 10 трубы ориентирован в направлении оси трубы. Поперечное сечение, перпендикулярное направлению оси трубы основного корпуса 10 трубы, имеет круглую форму. Основной корпус 10 трубы содержит первую концевую часть 10А и вторую концевую часть 10В. Первая концевая часть 10А является концевой частью на стороне, противоположной второй концевой части 10В. В стальной трубе 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, изображенной на ФИГ. 3, основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Соединительная муфта 12 присоединена к одному концу трубчатого корпуса 11 ниппеля. В частности, соединительная муфта 12 навинчена на резьбу на одном конце трубчатого корпуса 11 ниппеля.

[0036] На ФИГ. 4 показан фрагмент разреза (продольного разреза) параллельно направлению оси трубы соединительной муфты 12 стальной трубы 1 для нефтяной скважины, изображенной 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 стальной трубы 1 для нефтяной скважины (не показанной на фигуре) и ввинчивают в муфту 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины.

[0037] Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 другой стальной трубы 1 для

нефтяной скважины вставляют в муфту 50, и муфту 50 навинчивают на ниппель 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины.

[0038] Конструкция ниппеля

На ФИГ. 5 изображен разрез части вблизи ниппеля 40 стальной трубы 1 для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 4, на которой изображен разрез параллельно направлению оси стальной трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на ФИГ. 5 обозначает конструкцию муфты 50 другой стальной трубы для нефтяной скважины в случае свинчивания стальной трубы 1 для нефтяной скважины с другой стальной 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. Контактная поверхность 400 ниппеля вступает в контакт с муфтой 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины при свинчивании с другой стальной трубой 1 для нефтяной скважины.

[0039] 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 на внешней периферийной поверхности первой концевой части 10А уплотнительная поверхность 42 ниппеля расположена дальше на передней концевой 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.

[0040] При свинчивании с другой стальной трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 вставляют в муфту 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины, уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты. Следовательно, когда ниппель 40 продолжают ввинчивать в муфту 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины, уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты. За счет этого во время свинчивания уплотнительная поверхность 42 ниппеля вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 52 муфты, тем самым формируя уплотнение, основанное на непосредственном контакте металлов. Таким образом можно повысить газонепроницаемость каждого соединения стальной трубы 1 для нефтяной скважины, свинчиваемой с другой трубой.

[0041] На ФИГ. 5 упорная поверхность 43 ниппеля расположена на передней концевой поверхности первой концевой части 10А. Другими словами, в ниппеле 40, изображенном на ФИГ. 5, часть 41 с наружной резьбой, уплотнительная поверхность 42 ниппеля и упорная поверхность 43 ниппеля последовательно расположены в указанном порядке от центра основного корпуса 10 трубы по направлению к переднему концу первой концевой части 10А. При свинчивании с другой стальной трубой 1 для нефтяной скважины упорная поверхность 43 ниппеля расположена напротив упорной поверхности 53 (будет раскрыта ниже) муфты 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины и контактирует с ней. Точнее говоря, во время свинчивания упорная поверхность 43 ниппеля вступает в контакт с упорной поверхностью

53 муфты в результате введения ниппеля 40 в муфту 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины. Это позволяет получить высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в положении свинчивания.

[0042] Следует учитывать, что контактная поверхность 400 ниппеля 40 содержит по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. Другими словами, контактная поверхность 400 ниппеля может содержать 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 упорную поверхность 43 ниппеля и не обязательно содержит уплотнительную поверхность 42 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.

[0043] Конструкция муфты

На ФИГ. 6 изображен разрез части вблизи муфты 50 стальной трубы 1 для нефтяной скважины, изображенной на ФИГ. 4, на которой изображен разрез параллельно направлению оси стальной трубы 1 для нефтяной скважины. Пунктирная линия на ФИГ. 6 обозначает конструкцию ниппеля 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины в случае свинчивания стальной трубы 1 для нефтяной скважины с другой стальной 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 стальной трубой 1 для нефтяной скважины контактная поверхность 500 муфты вступает в контакт с контактной поверхностью 400 ниппеля 40 другой

стальной трубы 1 для нефтяной скважины, когда ниппель 40 вворачивают в муфту 50.

[0044] 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 стальной трубы для нефтяной скважины.

[0045] 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 на стороне основного корпуса 10 трубы, чем часть 51 с внутренней резьбой. Другими словами, уплотнительная поверхность 52 муфты расположена между частью 51 с внутренней резьбой и упорной поверхностью 53 муфты. Уплотнительная поверхность 52 муфты имеет конусную форму. В частности, внутренний диаметр уплотнительной поверхности 52 муфты постепенно уменьшается от части 51 с внутренней резьбой к упорной поверхности 53 муфты в продольном направлении (направлении оси трубы) второй концевой части 10В.

[0046] При свинчивании с другой стальной трубой 1 для нефтяной скважины уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины. Точнее говоря, во время свинчивания, когда ниппель 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины вворачивают в муфту 50, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, а когда ниппель 40 продолжают вворачивать, уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля. За счет этого во время

свинчивания уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в плотный контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля, тем самым формируя уплотнение, основанное на непосредственном контакте металлов. Таким образом можно повысить газонепроницаемость каждого соединения стальной трубы 1 для нефтяной скважины, свинчиваемой с другой трубой.

[0047] 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 концу второй концевой части 10В. При свинчивании с другой стальной трубой 1 для нефтяной скважины упорная поверхность 53 муфты расположена напротив упорной поверхности 43 ниппеля 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины и вступает в контакт с ней. Точнее говоря, во время свинчивания упорная поверхность 53 муфты вступает в контакт с упорной поверхностью 43 ниппеля в результате введения ниппеля 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины в муфту 50. Это позволяет получить высокий крутящий момент во время свинчивания. Кроме того, может быть стабилизирована позиционная взаимосвязь между ниппелем 40 и муфтой 50 в положении свинчивания.

[0048] Контактная поверхность 500 муфты содержит по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой. При свинчивании часть 51 с внутренней резьбой контактной поверхности 500 муфты 50 вступает в контакт с частью 41 с наружной резьбой контактной поверхности 400 ниппеля 40 таким образом, чтобы часть 51 с внутренней резьбой соответствовала части 41 с наружной резьбой. Уплотнительная поверхность 52 муфты вступает в контакт с уплотнительной поверхностью 42 ниппеля таким образом, чтобы уплотнительная поверхность 52 муфты соответствовала уплотнительной

поверхности 42 ниппеля. Упорная поверхность 53 муфты вступает в контакт с упорной поверхностью 43 ниппеля таким образом, чтобы упорная поверхность 53 муфты соответствовала упорной поверхности 43 ниппеля.

[0049] Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля и упорную поверхность 43 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты и упорную поверхность 53 муфты. Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и упорную поверхность 43 ниппеля и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и упорную поверхность 53 муфты и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты. Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и упорную поверхность 43 ниппеля и не содержит уплотнительную поверхность 42 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и упорную поверхность 53 муфты и не содержит уплотнительную поверхность 52 муфты. Если контактная поверхность 400 ниппеля содержит часть 41 с наружной резьбой и уплотнительную поверхность 42 ниппеля и не содержит упорную поверхность 43 ниппеля, контактная поверхность 500 муфты содержит часть 51 с внутренней резьбой и уплотнительную поверхность 52 муфты и не содержит упорную поверхность 53 муфты.

[0050] 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 от переднего конца первой концевой части 10А к центру основного корпуса 10 трубы. В этом случае часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность 52 муфты, упорная поверхность 53 муфты, уплотнительная поверхность 52 муфты, часть 51 с

внутренней резьбой, уплотнительная поверхность 52 муфты и упорная поверхность 53 муфты будут расположены в указанном порядке на контактной поверхности 500 муфты 50 от переднего конца второй концевой части 10В к центру основного корпуса 10 трубы.

[0051] 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 стальной 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. Стальная труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может иметь конструкцию, изображенную на ФИГ. 7.

[0052] Вариант, в котором стальная труба для нефтяной скважины относится к интегральному типу

Стальная труба 1 для нефтяной скважины, изображенная на ФИГ. 3, ФИГ. 4 и ФИГ. 7, представляет собой стальную трубу 1 для нефтяной скважины с резьбой и соединительной муфтой, в которой основной корпус 10 трубы содержит трубчатый корпус 11 ниппеля и соединительную муфту 12. Тем не менее, стальная труба 1 для нефтяной скважины согласно данному

варианту осуществления изобретения может относиться к интегральному типу вместо типа с резьбой и соединительной муфтой.

[0053] На ФИГ. 8 изображен фрагмент разреза стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа согласно настоящему изобретению. Как показано на ФИГ. 8, стальная 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 стальной 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 стальной 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). В отличие от этого, в стальной трубе 1 для нефтяной скважины интегрального типа основной корпус 10 трубы образован как неразъемный.

[0054] Ниппель 40 сформирован на первой концевой части 10А основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 вставляют и ввинчивают в муфту 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа, и таким образом фиксируют в муфте 50 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа. Муфта 50 сформирована на второй концевой части 10В основного корпуса 10 трубы. При свинчивании ниппель 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа вставляют и ввинчивают в муфту 50, чтобы таким образом свинтить муфту 50 с ниппелем 40 другой стальной трубы 1 для нефтяной скважины.

[0055] Конструкция ниппеля 40 стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа аналогична конструкции ниппеля 40 стальной трубы 1 для

нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, изображенной на ФИГ. 5. Аналогичным образом, конструкция муфты 50 стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа аналогична конструкции муфты 50 стальной трубы 1 для нефтяной скважины типа с резьбой и соединительной муфтой, изображенной на ФИГ. 6. Следует отметить, что на ФИГ. 8, упорная поверхность ниппеля, уплотнительная поверхность ниппеля и часть 41 с наружной резьбой в ниппеле 40 расположены в указанном порядке от переднего конца первой концевой части 10А в сторону центра основного корпуса 10 трубы. Таким образом, часть 51 с внутренней резьбой, уплотнительная поверхность муфты и упорная поверхность муфты в муфте 50 расположены в указанном порядке от переднего конца второй концевой части 10В в сторону центра основного корпуса 10 трубы. Тем не менее, аналогично ФИГ. 5, достаточно, чтобы контактная поверхность 400 ниппеля 40 стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа содержала по меньшей мере часть 41 с наружной резьбой. Кроме того, аналогично ФИГ. 6, достаточно, чтобы контактная поверхность 500 муфты 50 стальной трубы 1 для нефтяной скважины интегрального типа содержала по меньшей мере часть 51 с внутренней резьбой.

[0056] Точнее, стальная труба 1 для нефтяной скважины согласно данному изобретению может относиться к типу с резьбой и соединительной муфтой или к интегральному типу.

[0057] Химический состав основного корпуса трубы

В стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению химический состав основного корпуса 10 трубы составляет (в масс.%) С в количестве от 0,01 до 0,60 %, Сг в количестве от 0 до 8,0 % и Fe в количестве 80,0 % и более. То есть в стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению в химический состав основного корпуса 10 трубы входит от 0,01 до 0,60% углерода (С) и 80,0% и более железа (Fe) и не

более 8,0% хрома (Cr); химический состав, по существу, не ограничен, и материал может также содержать другие элементы. Следует отметить, что в настоящем описании символ «%», используемый по отношению к элементу, означает «массовый процент».

[0058] Основной корпус 10 стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может иметь, например, следующий химический состав: С в количестве от 0,01 до 0,60 %, Cr в количестве от 0 до 8,00 %, Р в количестве 0,100 % и менее, S в количестве 0,100 % и менее, N в количестве 0,100 % и менее, O в количестве 0,100 % и менее, Si в количестве от 0 до 2,0 %, Mn в количестве от 0 до 2,0 %, Al в количестве от 0 до 1,0 %, Mo в количестве от 0 до 5,0 %, V в количестве от 0 до 2,0 %, Nb в количестве от 0 до 1,0 %, Ti в количестве от 0 до 1,0 %, B в количестве от 0 до 1,0 %, Ca в количестве от 0 до 1,0 %, Mg в количестве от 0 до 1,0%, Zr в количестве от 0 до 1,0%, редкоземельный металл в количестве от 0 до 1,0 %, Co в количестве от 0 % до 5,0 %, W в количестве от 0 до 5,0 %, Ni в количестве от 0 до 3,0 % и Cu в количестве от 0 до 3,0%, при этом остальные 80,0% и более приходятся на Fe и примеси. В данном случае под «примесями» понимают элементы, которые во время промышленного производства стального материала смешаны с рудой или ломом, используемыми в качестве сырья для стального материала, или с производственной средой и т.п., и содержание которых допускается в диапазоне, не оказывающем негативного влияния на стальной материал согласно настоящему изобретению.

[0059] В стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению в некоторых случаях в металлизированном слое из сплава Zn-Ni формируют слой с высокой концентрацией С, который будет раскрыт ниже. В связи с этим, чем выше содержание С в химическом составе основного корпуса 10 трубы, тем легче сформировать толстый слой с высокой концентрацией С. Тем не менее, в случае стальной трубы для нефтяной

скважины согласно настоящему изобретению, даже если химический состав основного корпуса 10 трубы содержит, например, 0,10% или более С, толщина слоя с высокой концентрацией С может составлять от 0 до 1,50 мкм.

[0060] Таким образом, основной корпус 10 стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может иметь следующий химический состав: (в масс.%) С в количестве от 0,10 до 0,60 %, Сг в количестве от 0 до 8,0 % и Fe в количестве 80,0% и более, или может иметь химический состав с содержанием С в количестве от 0,15 до 0,60 %, Сг в количестве от 0 до 8,0 % и Fe в количестве 80,0 % и более. Даже в этих случаях в стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению толщина слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni в направлении толщины стенки основного корпуса 10 трубы может составлять от 0 до 1,50 мкм.

[0061] Металлизированный слой из сплава Zn-Ni

В стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению металлизированный слой из сплава Zn-Ni формируют на контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты. Другими словами, металлизированный слой из сплава Zn-Ni может быть сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля и не обязательно должен быть сформирован на контактной поверхности 500 муфты. В альтернативном варианте металлизированный слой из сплава Zn-Ni может быть сформирован на контактной поверхности 500 муфты и не обязательно должен быть сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля. Кроме того, металлизированный слой из сплава Zn-Ni может быть сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты.

[0062] Ниже раскрыта структура на контактной поверхности 400 ниппеля в случае, когда металлизированный слой из сплава Zn-Ni сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля, и структура на контактной поверхности

500 муфты в случае, когда металлизированный слой из сплава Zn-Ni сформирован на контактной поверхности 500 муфты.

[0063] Структура на контактной поверхности ниппеля в случае, когда на контактной поверхности ниппеля сформирован металлизированный слой из сплава Zn-Ni

На ФИГ. 9 изображен разрез области вблизи контактной поверхности 400 ниппеля в случае, когда металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni сформирован на контактной поверхности 400 ниппеля. Как показано на ФИГ. 9, стальная труба 1 для нефтяной скважины дополнительно содержит металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni, сформированный на контактной поверхности 400 ниппеля 40.

[0064] Металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni может быть сформирован на одной части контактной поверхности 400 ниппеля или на всей контактной поверхности 400 ниппеля. Давление между поверхностями увеличивается, в частности, на заключительной стадии свинчивания на уплотнительной поверхности 42 ниппеля. Поэтому, если металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni сформирован на части контактной поверхности 400 ниппеля, металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni, предпочтительно, формируют, по меньшей мере, на уплотнительной поверхности 42 ниппеля. Как было отмечено выше, металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni может быть сформирован на всей контактной поверхности 400 ниппеля.

[0065] Структура на контактной поверхности муфты в случае, когда на контактной поверхности муфты сформирован металлизированный слой из сплава Zn-Ni

На ФИГ. 10 изображен разрез области вблизи контактной поверхности 500 муфты в случае, в котором металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni сформирован на контактной поверхности 500 муфты. Как показано на ФИГ. 10, в этом случае на контактной поверхности 500 муфты формируют

металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni. Металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni может быть сформирован на одной части контактной поверхности 500 муфты или на всей контактной поверхности 500 муфты. Давление между поверхностями увеличивается, в частности, на заключительном этапе свинчивания на уплотнительной поверхности 52 муфты. Поэтому, если металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni сформирован на части контактной поверхности 500 муфты, металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni, предпочтительно, формируют, по меньшей мере, на уплотнительной поверхности 52 муфты.

[0066] Состав металлизированного слоя из сплава Zn-Ni

Как было раскрыто выше, металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni формируют на контактной поверхности 400 ниппеля и/или контактной поверхности 500 муфты. В данном случае металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni содержит сплав Zn-Ni. В частности, сплав Zn-Ni содержит цинк (Zn) и никель (Ni). В некоторых случаях сплав Zn-Ni также содержит примеси. В данном случае под «примесями» в сплаве Zn-Ni понимают вещества, отличающиеся от цинка и никеля и содержащиеся в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni во время изготовления и других подобных операций обработки стальной трубы 1 для нефтяной скважины, и содержание в которых находятся в диапазоне, не влияющем на эффекты настоящего изобретения.

[0067] В данном случае металлизированный слой (100) из сплава Zn-Ni содержит Zn. Zn является основным металлом по сравнению с Fe. Таким образом, металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni подвергается коррозии ранее стального материала (протекторная защита). Это позволяет повысить коррозионную стойкость стальной трубы 1 для нефтяной скважины.

[0068] Химический состав металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni можно измерить следующим способом. Образец, содержащий металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni (образец, содержащий

контактную поверхность, на которой сформирован металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni), берут из стальной трубы 1 для нефтяной скважины. Металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni полученного образца растворяют в 10% соляной кислоте для получения жидкого раствора. Полученный жидкий раствор подвергают элементному анализу методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой и определяют содержание Ni (масс.%) и содержание Zn (масс.%) в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni.

[0069] Толщина металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni

Толщина металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni по существу не ограничена. Толщина металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni составляет, например, от 1 до 20 мкм. Если толщина металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni составляет 1 мкм и более, можно дополнительно повысить стойкость к образованию задиров. Даже если толщина металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni превышает 20 мкм, вышеупомянутые эффекты достигнут предела. Нижний предел толщины металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni предпочтительно составляет 3 мкм, более предпочтительно 5 мкм. Верхний предел толщины металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni предпочтительно составляет 18 мкм, более предпочтительно 15 мкм.

[0070] Толщину металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni согласно настоящему изобретению можно измерять следующим способом. Толщину металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni измеряют в четырех произвольных положениях на контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты, на которой сформирован металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni, с помощью PHASCOPE PMP10, фазочувствительного вихретокового толщиномера компании Helmut Fischer GmbH. Измерения выполняют способом, соответствующим стандарту ISO

(Международная организация по стандартизации) 21968 (2005). Положения измерения представляют собой четыре положения (четыре положения на 0°, 90°, 180° и 270°) в окружном направлении стальной трубы 1 для нефтяной скважины. Среднее арифметическое значение результатов измерения принимают за толщину металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni.

[0071] Слой с высокой концентрацией С

В стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, если область в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni, содержащую С в количестве, в 1,5 раза и более превышающем содержание С в основном корпусе 10 трубы, определяют как «слой с высокой концентрацией С», то толщина слоя с высокой концентрацией С в направлении толщины стенки основного корпуса 10 трубы составляет от 0 до 1,50 мкм. В этом случае стальная труба 1 для нефтяной скважины отличается высокой стойкостью к образованию задиров.

[0072] Как было указано выше, в стальной трубе 1 для нефтяной скважины вследствие сложной формы ниппеля и муфты и вышеупомянутого химического состава примеси, обусловленные содержанием С, могут оставаться на внешнем слое контактной поверхности 400 ниппеля и контактной поверхности 500 муфты. Считается, что если металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni сформирован в состоянии, в котором примеси, обусловленные содержанием С, остаются на внешнем слое, то в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni будет сформирован толстый слой с высокой концентрацией С. В настоящем описании термин «слой с высокой концентрацией С», означает область, в которой содержание С в 1,5 раза и более превышает содержание С в основном корпусе 10 трубы.

[0073] В стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению толщина слоя с высокой концентрацией С в направлении толщины стенки основного корпуса 10 трубы, предпочтительно, невелика.

Верхний предел толщины слоя с высокой концентрацией С предпочтительно составляет 1,00 мкм, более предпочтительно 0,80 мкм, еще более предпочтительно 0,50 мкм, еще более предпочтительно 0,30 мкм и еще более предпочтительно 0,10 мкм. Толщина слоя с высокой концентрацией С может составлять 0 мкм. В этом случае, вследствие отсутствия слоя с высокой концентрацией С адгезия металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni к основному корпусу 10 трубы будет чрезвычайно высокой, и стойкость стальной трубы 1 для нефтяной скважины к образованию задиров может быть дополнительно повышена.

[0074] Толщину слоя с высокой концентрацией С в настоящем изобретении можно определить следующим образом. В частности, элементный анализ в направлении глубины выполняют способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда с поверхности металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni. Условия измерения способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда следующие. Оптическую эмиссионную спектроскопию тлеющего разряда выполняют, например, с помощью электромагнитного спектроскопического анализатора высокочастотного тлеющего разряда типа Marcus (GD-Profilier 2) производства HORIBA, Ltd. В этом случае режим измерения переключают на импульсный режим распыления, и в качестве газа для распыления используют газообразный аргон (Ar) высокой чистоты. Кроме того, область разряда устанавливают равной 2 мм ф, ВЧ-мощность устанавливают равной 20 Вт, давление Ar устанавливают равным 700 Па, и выполняют элементный анализ в направлении глубины (направлении толщины стенки основного корпуса 10 трубы) металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni.

[0075] Анализ профиля глубины выполняют способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда с использованием вышеупомянутых условий измерения, и по результатам формируют профиль

содержания в направлении глубины (см. ФИГ. 1 и ФИГ. 2), в котором по оси абсцисс отложена глубина (мкм) от поверхности металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni, а по оси ординат отложено содержание (масс.%) Zn, Fe и C. На ФИГ. 1 и ФИГ. 2 содержание Zn и Fe отложено по первой оси, а содержание C по второй оси. Соответствующее содержание отложено таким образом, поскольку содержание C чрезвычайно мало по сравнению с содержанием Zn и Fe, тем не менее, содержание Zn, Fe и C также может быть отложено на одной оси. Кроме того, измеренная толщина металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni, сформированного на стальной трубе 1 для нефтяной скважины, имеет различные значения на ФИГ. 1 и ФИГ. 2. Поэтому численные значения по оси абсцисс различаются на ФИГ. 1 и ФИГ. 2.

[0076] Как показано на ФИГ. 1 и ФИГ. 2, в профилях содержания в направлении глубины, полученных способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда, область со стабильным содержанием Zn, область, в которой содержание Zn уменьшается, а содержание Fe увеличивается, и область со стабильным содержанием Fe подтверждены с наружной стороны (с левой стороны на чертежах) основного корпуса 10 трубы в направлении глубины. Как показано на ФИГ. 1, трудно точно разделить металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni и основной корпус 10 трубы. Кроме того, в настоящем изобретении содержание Fe составляет 80,0% и более.

[0077] Следовательно, в настоящем изобретении, на основании профиля содержания Fe в направлении глубины, полученного способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда, глубину, на которой содержание Fe в основном корпусе 10 трубы достигает 90,0%, определяют как «характеристическую глубину». Положение характеристической глубины обозначено пунктирной линией на ФИГ. 1 и ФИГ. 2. Кроме того, в настоящем изобретении положение характеристической глубины определяют как границу

между металлизированным слоем 100 из сплава Zn-Ni и основным корпусом 10 трубы. То есть, в настоящем изобретении металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni формируют на внешнем слое (снаружи основного корпуса 10 трубы) относительно положения характеристической глубины.

[0078] С другой стороны, примеси, в частности, масла, иногда налипают на поверхность металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni. Кроме того, как описано ниже, в некоторых случаях на металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni формируют слой, полученный посредством химической конверсии. Если на металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni присутствуют примеси или покрытие, содержание Zn будет непостоянным в профиле содержания Zn в направлении глубины, полученном посредством оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда. Разумеется, специалисты в данной области техники могут идентифицировать металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni по профилю содержания в направлении глубины, полученному посредством оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда.

[0079] Другими словами, в стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, если область с содержанием C в количестве, в 1,5 раза и более превышающем содержание C в основном корпусе 10 трубы, определяется как слой с высокой концентрацией C во всем металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni, в области в направлении поверхности металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni от положения характеристической глубины, в котором содержание Fe в основном корпусе 10 трубы составляет 90,0%, до положения неустойчивого изменения содержания Zn, что определяется анализом профиля глубины, выполненным посредством оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда, толщина слоя с высокой концентрацией C в направлении толщины стенки основного корпуса 10 трубы составляет от 0 до 1,50 мкм.

[0080] Кроме того, как показано на ФИГ. 1 и ФИГ. 2, содержание С, в 1,5 раза превышающее содержание С в основном корпусе 10 трубы, обозначено пунктирной линией на каждом чертеже. Как показано на ФИГ. 1 и ФИГ. 2, в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni (то есть в области с левой стороны относительно положения характеристической глубины на каждом чертеже) область, в которой содержание С равно или превышает пунктирную линию на чертеже, соответствует слою с высокой концентрацией С. Как показано на ФИГ. 1, в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni в испытании № 2 было подтверждено, что слой с высокой концентрацией С имеет определенную толщину. С другой стороны, как показано на ФИГ. 2, слой с высокой концентрацией С не был обнаружен в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni в испытании № 3.

[0081] Как было описано выше, в настоящем изобретения анализ профиля глубины выполняют способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда в вышеупомянутых условиях измерения. Глубина (мкм) от поверхности металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni отложена по оси абсцисс, а профиль содержания в направлении глубины (масс.%) Zn, Fe и С отложен по оси ординат. Металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni идентифицируют по полученному профилю. Толщину (мкм) слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni можно определить на основании полученного профиля и идентифицированного металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni.

[0082] Другие дополнительные конструкции стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению

Слой, полученный посредством химической конверсии

Стальная труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может дополнительно содержать слой, полученный посредством химической конверсии, на металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni. Слой,

полученный посредством химической конверсии, по существу, не ограничен и может представлять собой известный слой, полученный посредством химической конверсии. Слой, полученный посредством химической конверсии, в качестве примера может быть выбран из группы, состоящей из слоев, полученных посредством химической конверсии оксалатов, фосфатов и боратов, и хроматного покрытия. Если слой, полученный посредством химической конверсии, представляет собой слой хромата, предпочтительно, слой хромата не содержит шестивалентного хрома.

[0083] В некоторых случаях стальную трубу 1 для нефтяной скважины будут хранить на открытом воздухе в течение длительного периода времени до фактического использования на площадке для бурения нефтяной скважины. Если стальная труба 1 для нефтяной скважины подвергается воздействию атмосферных явлений в течение длительного периода хранения на открытом воздухе, слой, полученный посредством химической конверсии, повышает коррозионную стойкость контактной поверхности 400 ниппеля и может предотвращать возникновение ржавчины (белой ржавчины) на контактной поверхности 400 ниппеля. Толщина пленки слоя, полученного посредством химической конверсии, по существу, не ограничена. Толщина пленки слоя, полученного посредством химической конверсии, например, составляет от 10 до 200 нм.

[0084] Смазывающее покрытие

Стальная труба 1 для нефтяной скважины может дополнительно содержать смазывающее покрытие на металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni, на слое, полученном посредством химической конверсии, или на контактной поверхности, на которой отсутствует металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni (на контактной поверхности 400 ниппеля или на контактной поверхности 500 муфты). Смазывающее покрытие дополнительно

повышает смазывающую способность стальной трубы 1 для нефтяной скважины.

[0085] Как показано на ФИГ. 11, если металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni формируют на контактной поверхности 400 ниппеля, смазывающее покрытие 110 может быть сформировано на металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni. Далее, со ссылкой на ФИГ. 12, если металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni формируют на контактной поверхности 500 муфты, смазывающее покрытие 110 может быть сформировано на металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni.

[0086] Смазывающее покрытие 110 может быть твердым, полутвердым или жидким. В качестве смазывающего покрытия 110 может быть использована доступная на рынке консистентная смазка. Смазывающее покрытие 110 содержит, например, смазывающие частицы и связующее. Смазывающее покрытие 110 может содержать растворитель и другие компоненты, при необходимости.

[0087] Выбор смазывающих частиц, по существу, не ограничен при условии, что они обладают смазывающими свойствами. Смазывающие частицы представляют собой, например, частицы графита и/или MoS_2 (дисульфид молибдена) и/или WS_2 (дисульфид вольфрама) и/или BN (нитрид бора) и/или PTFE (политетрафторэтилен) и/или CF_x (фторид графита) и/или CaCO_3 (карбонат кальция).

[0088] Примерами связующего служит органическое связующее и/или неорганическое связующее. Органическое связующее представляет собой, например, терморезистивную смолу и/или термопластичную смолу. Терморезистивная смола представляет собой, например, один или более тип, отобранный из группы, включающей полиэтиленовую смолу, и/или полиимидную смолу и/или полиамид-имидную смолу. Неорганическое

связующее представляет собой соединение, содержащее алкоксисилановую связь и/или силоксановую связь.

[0089] Примером доступной на рынке смазки служит Seal-GUARD ECF (торговое название), производимая компанией Jet-Lube LLC. В других примерах смазывающее покрытие 110 может содержать канифоль, металлическое мыло, воск или смазывающий порошок.

[0090] Способ изготовления стальной трубы 1 для нефтяной скважины

Способ изготовления стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению раскрыт ниже. Следует отметить, что при условии, что стальная труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению имеет раскрытую выше конструкцию, способ изготовления стальной трубы 1 для нефтяной скважины не ограничивается следующим примером. Тем не менее, раскрытый способ изготовления является предпочтительным примером изготовления стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

[0091] Способ изготовления стальной трубы 1 для нефтяной скважины включает этап (S1) подготовки полой оболочки, в которой формируют ниппель 40 или муфту 50, этап (S2) предварительной обработки и этап (S3) формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni. В настоящем изобретении на этапе (S2) предварительной обработки выполняют процесс обезжиривания и травления. В результате в стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению можно получить слой с высокой концентрацией C в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni, имеющий толщину от 0 до 1,50 мкм. Далее будет подробно раскрыт каждый этап способа изготовления стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению.

[0092] Этап (S1) подготовки

На этапе (S1) подготовки подготавливают полую оболочку, в которой сформированы ниппель 40 или муфта 50. В настоящем описании под «полой оболочкой, в которой сформированы ниппель или муфта» понимают основной корпус 10 трубы или трубчатый корпус 11 ниппеля в стальной трубе 1 для нефтяной скважины с резьбой и соединительной муфтой или основной корпус 10 трубы в стальной трубе 1 для нефтяной скважины интегрального типа.

[0093] Полую оболочку, в которой сформированы ниппель 40 или муфта 50, изготавливают, например, следующим способом. Для получения исходного материала используют расплавленную сталь. В частности, литую деталь (сляб, блюм или заготовку) производят в процессе непрерывного литья с использованием расплавленной стали. Слиток также может быть получен с помощью процесса изготовления слитков с использованием расплавленной стали. При необходимости сляб, блюм или слиток может быть подвергнут блюмингу для получения заготовки. Исходный материал (сляб, блюм или заготовку) производят вышеописанным способом. Подготовленный исходный материал подвергают горячей обработке для получения полой оболочки. Способ горячей обработки может представлять собой прошивной прокат в соответствии с процессом Маннесмана, или процесс горячей экструзии. Полую оболочку после горячей обработки подвергают известным процессам закалки и отпуска для регулирования прочности полой оболочки. Полую оболочку получают вышеописанным способом. Отметим, что, если стальная труба 1 для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой, также подготавливают полую оболочку для соединительной муфты 12. Способ изготовления полой оболочки для соединительной муфты 12 аналогичен раскрытому выше способу изготовления полой оболочки.

[0094] Если стальная труба 1 для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой, резьбу нарезают на наружной поверхности

обеих концевых частей полый оболочки для трубчатого корпуса 11 ниппеля, чтобы получить ниппель 40 с контактной поверхностью 400 ниппеля. С помощью вышеописанного этапа подготавливают полую оболочку (трубчатый корпус 11 ниппеля), в которой сформирован ниппель 40, если стальная труба 1 для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой. Отметим, что, если стальная труба 1 для нефтяной скважины относится к типу с резьбой и соединительной муфтой, также может быть подготовлена соединительная муфта 12. В частности, резьбу нарезают на внутренней поверхности обеих концевых частей полый оболочки для соединительной муфты 12, чтобы получить муфту 50 с контактной поверхностью 500 муфты. Соединительную муфту 12 изготавливают вышеописанным способом.

[0095] Если стальная труба 1 для нефтяной скважины относится к интегральному типу, на наружной поверхности первой концевой части 10А полый оболочки нарезают резьбу для образования ниппеля 40, содержащего контактную поверхность 400 ниппеля. Кроме того, резьбу нарезают на наружной поверхности второй концевой части 10В полый оболочки для образования муфты 50, содержащей контактную поверхность 500 муфты. Если стальная труба 1 для нефтяной скважины относится к интегральному типу, с помощью вышеописанного процесса подготавливают полую оболочку (основной корпус 10 трубы), в которой сформирован ниппель 40 и муфта 50.

[0096] Этап (S2) предварительной обработки

На этапе (S2) предварительной обработки подготовленную полую оболочку (основной корпус 10 трубы) подвергают предварительной обработке перед формированием металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni. Этап (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению содержит процесс обезжиривания и процесс травления.

[0097] На этапе (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению порядок выполнения процессов обезжиривания и травления, по существу, не ограничен. То есть, процесс травления может быть выполнен на полый оболочке, прошедшей процесс обезжиривания, или процесс обезжиривания может быть выполнен на полый оболочке, прошедшей процесс травления. Кроме того, процессы обезжиривания и травления могут быть выполнены многократно соответствующим образом. Таким образом, на этапе (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению полая оболочка, подвергнутая процессу обезжиривания и травления, может быть повторно подвергнута процессу обезжиривания. Далее, на этапе (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению полая оболочка, подвергнутая процессу обезжиривания и травления, может быть повторно подвергнута процессу травления. Таким образом, на этапе (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению путем соответствующего сочетания и выполнения процессов обезжиривания и травления можно отрегулировать толщину слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni так, чтобы она была в диапазоне от 0 до 1,50 мкм. Ниже будут подробно раскрыты соответствующие процессы.

[0098] Процесс обезжиривания

На этапе (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению полую оболочку (основной корпус 10 трубы) подвергают обезжириванию (процесс обезжиривания). В данном случае полая оболочка, подвергнутая обезжириванию, может представлять собой полую оболочку, полученную в рамках вышеупомянутого этапа (S1) подготовки, полую оболочку, уже подвергнутую обезжириванию в рамках процесса обезжиривания, или полую оболочку, подвергнутую травлению в процессе травления, который будет раскрыт ниже. В процессе обезжиривания согласно настоящему изобретению в качестве способа обезжиривания выбирают

электролитическое обезжиривание, и удаляют масло или иные подобные вещества, налипшие на контактную поверхность полый оболочки. Электролитическое обезжиривание может представлять собой анодное электролитическое обезжиривание, при котором полая оболочка служит анодом, или катодное электролитическое обезжиривание, при котором полая оболочка служит катодом. Предпочтительно, в процессе обезжиривания согласно настоящему изобретению в качестве электролитического обезжиривания применяют анодное электролитическое обезжиривание. Анодное электролитическое обезжиривание отличается высокой эффективностью удаления обрабатываемого масла или иного подобного материала с поверхности полый оболочки.

[0099] Выбор ванны (ванны для электролитического обезжиривания), используемой для электролитического обезжиривания, по существу, не ограничен, и можно использовать известную ванну. Ванна для электролитического обезжиривания представляет собой, например, щелочную ванну для обезжиривания, содержащую фосфат или силикат. Условия электролитического обезжиривания, по существу, не ограничены и могут быть соответствующим образом скорректированы в соответствии с известными условиями. Примерные условия электролитического обезжиривания: температура ванны для электролитического обезжиривания в диапазоне от 20 до 70 °С, плотность тока в диапазоне от 1 до 100 А/дм² и время проведения импульса в диапазоне от 1 до 10 минут.

[0100] Процесс травления

На этапе (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению полую оболочку (основной корпус 10 трубы) подвергают травлению (процесс травления). В данном случае полая оболочка, подвергнутая травлению, может представлять собой полую оболочку, полученную в рамках вышеупомянутого этапа (S1) подготовки, полую

оболочку, подвергнутую обезжириванию в рамках вышеупомянутого процесса обезжиривания, или полую оболочку, уже подвергнутую травлению в процессе травления. Обработка травлением, выполняемая в настоящем изобретении, может представлять собой электролитическое травление или травление погружением.

[0101] В процессе травления согласно настоящему изобретению в качестве электролитического травления может быть выполнено катодное электролитическое травление, при котором полая оболочка служит катодом, или анодное электролитическое травление, при котором полая оболочка служит анодом. В качестве электролитического травления предпочтительно выполняют катодное электролитическое травление. Эффект растворения полую оболочку в случае катодного электролитического травления выражен слабее, чем в случае анодного электролитического травления. Таким образом, образование примесей, обусловленных содержанием С в полую оболочку, затруднено, равно как и образование толстого слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni на стальной трубе 1 для нефтяной скважины. Поэтому в процессе травления согласно настоящему изобретению предпочтительно выполняют катодное электролитическое травление, если для обработки травлением выбрано электролитическое травление.

[0102] В случае электролитического травления в процессе травления выбор ванны (ванны для электролитического травления), используемой для электролитического травления, по существу, не ограничен, и можно использовать известную ванну. Ванна для электролитического травления, например, содержит от 5 до 30% серной кислоты. Условия электролитического травления, по существу, не ограничены и могут быть соответствующим образом скорректированы в соответствии с известными условиями. Условия электролитического травления, например, температура

ванны для электролитического травления в диапазоне от 20 до 60 °С; плотность тока в диапазоне от 1 до 100 А/дм² и время проведения импульса в диапазоне от 1 до 60 минут.

[0103] Как было отмечено выше, в процессе травления согласно настоящему изобретению может быть выполнено травление погружением. В случае травления погружением в ванну полностью погружают область, которую желательно подвергнуть травлению. Выбор ванны (ванны для травления погружением), по существу, не ограничен, и допускается использование известной ванны. Предпочтительно, ванна для травления погружением содержит соляную кислоту. При использовании соляной кислоты в качестве ванны для травления погружением примеси, обусловленные содержанием С в поллой оболочке, легко удаляются, и формирование толстого слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni на стальной трубе 1 для нефтяной скважины будет затруднено.

[0104] Поэтому в процессе травления согласно настоящему изобретению предпочтительно использовать соляную кислоту в качестве ванны для травления погружением, если для обработки травлением выбрано травление погружением. В частности, ванна для травления погружением, используемая в процессе травления согласно настоящему изобретению, содержит, например, 5-30% соляной кислоты. Условия травления погружением, по существу, не ограничены и могут быть соответствующим образом скорректированы в соответствии с известными условиями. Условия травления погружением: например, температура ванны для травления погружением в диапазоне от 0 до 50°С, и время погружения в диапазоне от 0,5 до 10 минут.

[0105] Следует отметить, что в процессах обезжиривания и травления предпочтительно выполнять соответствующую промывку. Условия промывки, по существу, не ограничены, и допускается использование известных условий. Соответствующая промывка поллой оболочки позволяет предотвратить

ухудшение состояния ванны для электролитического обезжиривания, ванны для электролитического травления и ванны для травления погружением.

[0106] Другие дополнительные этапы

Этап (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению может дополнительно содержать, по меньшей мере, этап шлифования и/или этап нанесения никелевого покрытия.

[0107] В случае шлифования в рамках этапа (S2) предварительной обработки согласно настоящему изобретению, например, в процессе шлифования, выполняют пескоструйную обработку и финишную обработку машинным шлифованием. Пескоструйная обработка представляет собой обработку, при которой абразивный материал (абразив) смешивают со сжатым воздухом, и полученную смесь подают на контактные поверхности. К примерам абразивного материала относится материал в виде сферической дроби и угловатых мелких частиц. Шероховатость контактной поверхности может быть увеличена пескоструйной обработкой. Пескоструйная обработка может быть выполнена известным способом. Например, воздух сжимают компрессором, и абразивный материал смешивают со сжатым воздухом. В качестве абразивного материала можно использовать, например, нержавеющей сталь, алюминий, керамический материал или оксид алюминия. Условия пескоструйной обработки, такие как скорость подачи, по существу, не ограничены и могут быть соответствующим образом скорректированы в соответствии с известными условиями.

[0108] В процессе нанесения никелевого покрытия на поверхности поллой оболочки формируют металлизированный слой из никеля. Металлизированный слой из никеля представляет собой чрезвычайно тонкий металлизированный подстилающий слой и увеличивает адгезию металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni, который будет раскрыт ниже. Следует отметить, что выбор гальванической ванны, используемой в процессе

нанесения никелевого покрытия, по существу, не ограничен, и можно использовать известную ванну. Кроме того, условия формирования металлизированного слоя из никеля, по существу, не ограничены и могут быть соответствующим образом скорректированы и заданы.

[0109] Отметим, что в случае нанесения никелевого покрытия металлизированный слой из никеля формируют между основным корпусом 10 трубы и металлизированным слоем 100 из сплава Zn-Ni. С другой стороны, толщина сформированного металлизированного слоя из никеля пренебрежимо мала по сравнению с толщиной металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni. В стальной трубе 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению металлизированный слой из никеля может входить в состав металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni.

[0110] Этап (S3) формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni

На этапе (S3) формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni формируют путем электроосаждения на контактной поверхности 400 ниппеля полой оболочки, на которой сформирован ниппель 40, и/или на контактной поверхности 500 муфты полой оболочки, на которой сформирована муфта 50, после этапа (S2) предварительной обработки.

[0111] На этапе (S3) формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni выбор гальванической ванны, по существу, не ограничен, и можно использовать известную гальваническую ванну. Например, гальваническая ванна, содержащая ионы цинка в диапазоне от 1 до 100 г/л и ионы никеля в диапазоне от 1 до 100 г/л, используется в качестве гальванической ванны. Кроме того, гальваническая ванна может представлять собой хлоридную ванну, содержащую хлорид-ионы, или сульфидную ванну, содержащую сульфид-ионы.

[0112] На этапе формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni (S3) металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni формируют путем электроосаждения. Условия электроосаждения, по существу, не ограничены и могут быть соответствующим образом скорректированы в соответствии с известными условиями. Условиями электроосаждения являются, например, рН гальванической ванны в диапазоне от 1 до 10, температура гальванической ванны в диапазоне от 10 до 60 °С, плотность тока в диапазоне от 1 до 100 А/дм² и время обработки в диапазоне от 0,1 до 30 минут. В случае формирования металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni на контактной поверхности 400 ниппеля контактную поверхность 400 ниппеля погружают в вышеупомянутую гальваническую ванну и выполняют электроосаждение. С другой стороны, в случае формирования металлизированного слоя 100 из сплава Zn-Ni на контактной поверхности 500 муфты контактную поверхность 500 муфты погружают в вышеупомянутую ванну для нанесения металлизированного слоя, и выполняют электроосаждение.

[0113] Стальную трубу 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению, имеющую раскрытую выше конструкцию, изготавливают с помощью раскрытых выше производственных процессов.

[0114] Другие дополнительные этапы

Способ изготовления стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению может содержать, по меньшей мере, один из следующих процессов обработки: химическая конверсия и формирование пленки. Эти процессы являются опциональными. Соответственно, эти процессы не обязательны к выполнению.

[0115] Процесс обработки посредством химической конверсии

Способ изготовления согласно настоящему изобретению при необходимости может предусматривать процесс обработки посредством химической конверсии. То есть процесс обработки посредством химической

конверсии опционален. В случае выполнения процесса обработки посредством химической конверсии слой, полученный посредством химической конверсии, формируют на металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni. В процессе обработки посредством химической конверсии достаточно выполнить известную обработку посредством химической конверсии. Процесс химической конверсии представляет собой, например, процесс обработки посредством химической конверсии оксалатов, фосфатов или боратов. Например, в случае обработки посредством химической конверсии фосфатов может быть выполнена обработка посредством химической конверсии с использованием фосфата цинка, обработка посредством химической конверсии с использованием фосфата марганца, или обработка посредством химической конверсии с использованием фосфата кальция и цинка.

[0116] В частности, в случае обработки посредством химической конверсии с фосфатом цинка в качестве обрабатывающего раствора могут использовать, например, раствор для обработки химической конверсией, 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. В этом случае температура раствора, полученного посредством химической конверсии, составляет, например, от 20 до 100°C. Слой, полученный посредством химической конверсии, может быть сформирован путем соответствующего задания известных условий и выполнения обработки посредством химической конверсии в соответствии с ними.

[0117] Процесс формирования пленки

При необходимости способ изготовления согласно настоящему изобретению может содержать этап выполнения процесса формирования пленки. Другими словами, процесс формирования пленки опционален. В процессе формирования пленки смазывающее покрытие 110 формируют на

металлизированном слое 100 из сплава Zn-Ni и/или на контактной поверхности (контактной поверхности 400 ниппеля или контактной поверхности 500 муфты), на которой не сформирован металлизированный слой 100 из сплава Zn-Ni.

[0118] В процессе формирования пленки наносят смазку или композицию, содержащую компоненты вышеупомянутого смазывающего покрытия 110. В результате образуется смазывающее покрытие 110. Способ нанесения, по существу, не ограничен. Способ нанесения может представлять собой распыление, нанесение кистью и погружение. При использовании распыления в качестве способа нанесения композицию или смазочный материал можно нагреть, а затем распылить в состоянии повышенной текучести. Затем композицию или смазку просушивают с образованием смазывающего покрытия 110.

[0119] Преимущества стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно данному изобретению более подробно раскрыты ниже в виде примеров. Условия в нижеследующих примерах представляют собой один из примеров условий, используемых для подтверждения технологичности и преимуществ стальной трубы 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению. Соответственно, стальная труба 1 для нефтяной скважины согласно настоящему изобретению не ограничивается этим одним примером условий.

ПРИМЕРЫ

[0120] В настоящих примерах после выполнения различных этапов подготовки контактной поверхности основного корпуса трубы (полной оболочки) формировали металлизированный слой из сплава Zn-Ni. В частности, использовали стальную трубу для нефтяной скважины с торговым названием «VAM21», в которой основной корпус трубы имел наружный диаметр 244,48 мм и толщину стенки 13,84 мм. Кроме того, основной корпус

стальной трубы для нефтяной скважины был изготовлен из низколегированной стали. В частности, основной корпус стальной трубы для нефтяной скважины, используемой в настоящих примерах, имел следующий химический состав (в масс.%): С: от 0,24 до 0,31 %, Si: 1,0 % и менее, Mn: 1,0 % и менее, P: 0,02 % и менее, S: 0,01 % и менее, и Cr: от 0,40 до 0,70 %.

[0121] Полуоболочку в испытании № 9 подвергли пескоструйной обработке для шлифования. Отметим, что полые оболочки в соответствующих испытаниях, отличающихся от испытания № 9, не подвергались шлифованию. Затем полые оболочки согласно соответствующим номерам испытаний подвергли электролитическому обезжириванию в рамках процесса обезжиривания. В качестве электролитического обезжиривания выполняли катодное электролитическое обезжиривание или анодное электролитическое обезжиривание. Результаты электролитического обезжиривания, выполненные на полых оболочках согласно соответствующим номерам испытаний, приведены в таблице 1. В частности, в таблице 1 термин «катодный» в колонке «электролитическое обезжиривание» означает выполнение катодного электролитического обезжиривания. В таблице 1 термин «анодный» в колонке «электролитическое обезжиривание» означает выполнение анодного электролитического обезжиривания. При электролитическом обезжиривании в качестве ванны для электролитического обезжиривания использовали доступную на рынке ванну для электролитического обезжиривания. Далее, вышеупомянутые предпочтительные условия были приняты в качестве других условий электролитического обезжиривания.

[0122] Таблица 1

Испытание №	Электролитическое обезжиривание	Электролитическое травление	Травление погружением
1	Катодное	Анодное	HCl
2	Катодное	Анодное	HCl
3	Катодное	Катодное	HCl
4	Катодное	Анодное	H ₂ SO ₄
5	Анодное	Катодное	HCl
6	Анодное	Катодное	HCl
7	Анодное	Анодное	HCl
8	Анодное	Катодное	HCl
9	Анодное	Катодное	HCl

[0123] Полуую оболочку в каждом испытании, подвергнутую электролитическому обезжириванию, промыли. Затем промытую полуую оболочку в каждом испытании подвергли электролитическому травлению в рамках процесса травления. В качестве электролитического травления выполняли катодное электролитическое травление или анодное электролитическое травление. Обработка электролитическим травлением, выполненная на полую оболочке в каждом испытании, показана в таблице 1. В частности, в таблице 1 термин «катодный» в колонке «электролитическое травление» означает выполнение катодного электролитического травления. В таблице 1 термин «анодный» в колонке «электролитическое травление» означает выполнение анодного электролитического травления. Вышеупомянутые предпочтительные условия были приняты за другие условия электролитического травления.

[0124] Полуую оболочку в каждом испытании, в котором было выполнено электролитическое травление, промыли. Затем промытую полуую оболочку в каждом испытании подвергли второму электролитическому обезжириванию при тех же условиях, что и вышеупомянутые условия, в рамках процесса обезжиривания. То есть, если во время первой обработки электролитическим обезжириванием было выполнено катодное электролитическое

обезжиривание, во время второй обработки электролитическим обезжириванием также выполнили катодное электролитическое обезжиривание. Аналогичным образом, если во время первой обработки электролитическим обезжириванием было выполнено анодное электролитическое обезжиривание, во время второй обработки электролитическим обезжириванием также выполнили анодное электролитическое обезжиривание. Далее, вышеупомянутые предпочтительные условия были приняты в качестве других условий электролитического обезжиривания.

[0125] Полую оболочку в каждом испытании, подвергнутую второму электролитическому обезжириванию, промыли. Затем промытую полую оболочку в каждом испытании подвергли травлению погружением в рамках процесса травления. Ванны для погружного травления, использовавшиеся для полых оболочек в испытаниях с соответствующими номерами, перечислены в таблице 1. В частности, в таблице 1 термин «HCl» в колонке «Травление погружением» означает, что в качестве ванны для травления погружением использовали водный раствор соляной кислоты. В таблице 1 термин «H₂SO₄» в колонке «Травление погружением» означает, что в качестве ванны для погружного травления использовали водный раствор серной кислоты. Вышеупомянутые предпочтительные условия приняты за другие условия травления погружением.

[0126] После травления погружением полая оболочка в каждом испытании, кроме испытания № 4, была подвергнута процессу нанесения никелевого покрытия для формирования на ней металлизированного слоя никеля. С другой стороны, металлизированный слой никеля не был сформирован на полую оболочке в испытании № 4. Следует отметить, что вышеупомянутые предпочтительные условия были приняты за условия процесса нанесения никелевого покрытия.

[0127] На полый оболочке после травления погружением или на полый оболочке после процесса нанесения никелевого покрытия выполнили формирование металлизированного слоя из сплава Zn-Ni. В качестве гальванической ванны использовали известную, доступную на рынке гальваническую ванну. Вышеупомянутые предпочтительные условия были приняты за другие условия процесса формирования металлизированного слоя из сплава Zn-Ni. Отметим, что толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni составляла от 5 до 25 мкм. С помощью вышеуказанного производственного процесса изготовлена стальная труба для нефтяной скважины для каждого испытания.

[0128] Каждая изготовленная стальная труба для нефтяной скважины прошла анализ профиля по толщине способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда и испытание на стойкость к образованию задиров.

[0129] Анализ профиля глубины способом оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда

Анализ профиля глубины выполнен посредством оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда на стальной трубе для нефтяной скважины в каждом испытании. В частности, посредством оптической эмиссионной спектроскопии тлеющего разряда в каждом испытании был выполнен элементный анализ в направлении глубины от поверхности металлизированного слоя из сплава Zn-Ni на стальной трубе для нефтяной скважины. На основании полученных результатов были определены профили содержания в направлении глубины, как показано на ФИГ. 1 и ФИГ. 2. Следует отметить, что металлизированный слой из сплава Zn-Ni был идентифицирован описанным выше способом.

[0130] Содержание С в стальной трубе для нефтяной скважины в каждом испытании выражено как «концентрация С в стали (масс.%)» в таблице 2.

Кроме того, значение, в 1,5 раза превышающее содержание С, показано в таблице 2 как «Опорная концентрация С (масс.%)». Толщину слоя с высокой концентрацией С в идентифицированном металлизированном слое из сплава Zn-Ni определяли на основании профиля содержания в направлении глубины каждого испытания, полученного вышеуказанным методом, и содержания С (0,42 масс.% и более) в слое с высокой концентрацией С. Найденная толщина слоя с высокой концентрацией С в стальной трубе для нефтяной скважины в каждом испытании обозначена как «слой с высокой концентрацией С (мкм)» в таблице 2.

[0131] Таблица 2

Испытание №	Концентрация С в стали (масс.%)	Опорная концентрация С (масс.%)	Слой с высокой концентрацией С (мкм)	Стойкость к образованию задиров (раз)
1	0,27	0,41	3,05	5
2	0,28	0,42	2,54	5
3	0,31	0,46	0,00	10
4	0,27	0,40	2,84	5
5	0,24	0,36	0,00	9
6	0,26	0,39	0,00	8
7	0,24	0,36	0,00	10
8	0,25	0,38	0,00	10
9	0,28	0,43	0,00	10

[0132] Испытание на стойкость к образованию задиров

Испытание на стойкость к образованию задиров выполняли на стальной трубе для нефтяной скважины в каждом испытании. Испытание на стойкость к образованию задиров выполняли путем циклического свинчивания, предполагавшего скольжение на большое расстояние. В частности, свинчивание и развинчивание повторяли при комнатной температуре (примерно 25°C) с использованием стальной трубы для нефтяной скважины в каждом испытании. Крутящий момент затяжки был задан на уровне 62940 Н·м. По завершении каждого цикла свинчивания и развинчивания визуально

осматривали контактную поверхность ниппеля и контактную поверхность муфты. Наличие задиров на контактных поверхностях (контактная поверхность ниппеля и контактная поверхность муфты) проверяли визуально.

[0133] Испытание заканчивали при возникновении задиров на уплотнительной поверхности (уплотнительной поверхности ниппеля или уплотнительной поверхности муфты) контактных поверхностей. Если задиры на части с наружной резьбой были незначительными и могли быть отремонтированы путем восстановления опиливанием или иным способом, задиры устраняли и продолжали испытание. Максимальное количество циклов свинчивания принято равным десяти. В качестве оценочного показателя стойкости к образованию задиров было принято наибольшее количество циклов свинчивания без образования неустраняемых задиров на уплотнительной поверхности. Результат испытания стальной трубы для нефтяной скважины на стойкость к образованию задиров в каждом испытании показан в колонке «Стойкость к образованию задиров (раз)» в Таблице 2.

[0134] Результаты оценки

Как показано в таблице 2, в стальной трубе для нефтяной скважины в каждом из испытаний № 3 и 5-9 толщина слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni составляла от 0 до 1,50 мкм. Следовательно, результат испытания на стойкость к образованию задиров составил 6 и более. Таким образом, стальная труба для нефтяной скважины в каждом из испытаний № 3 и 5-9 отличалась высокой стойкостью к образованию задиров.

[0135] С другой стороны, в стальной трубе для нефтяной скважины в каждом из испытаний № 1, 2 и 4 толщина слоя с высокой концентрацией С в металлизированном слое из сплава Zn-Ni превышала 1,50 мкм. Следовательно, результат испытания на стойкость к образованию задиров составил 5 и менее.

То есть, стальная труба для нефтяной скважины в каждом из испытаний № 1, 2 и 4 не отличалась высокой стойкостью к образованию задиров.

[0136] 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 изобретения, и упомянутый выше вариант осуществления изобретения может быть соответствующим образом изменен в пределах объема без отклонения от сущности настоящего изобретения.

ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОЧНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

[0137]

- 1 Стальная труба для нефтяной скважины
- 10 Основной корпус трубы
- 10А Первая концевая часть
- 10В Вторая концевая часть
- 40 Ниппель
- 41 Часть с наружной резьбой
- 50 Муфта
- 51 Часть с внутренней резьбой
- 100 Металлизированный слой из сплава Zn-Ni
- 110 Смазывающее покрытие
- 400 Контактная поверхность ниппеля
- 500 Контактная поверхность муфты

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

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

причем химический состав основного корпуса трубы составляет (в масс.%):

C в количестве от 0,01 до 0,60 %,

Cr в количестве от 0 до 8,0 %, и

Fe в количестве 80,0 % и более;

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;

стальная труба для нефтяной скважины дополнительно содержит:

металлизированный слой из сплава Zn-Ni, сформированный на по меньшей мере одной поверхности из контактной поверхности ниппеля и контактной поверхности муфты,

при этом,

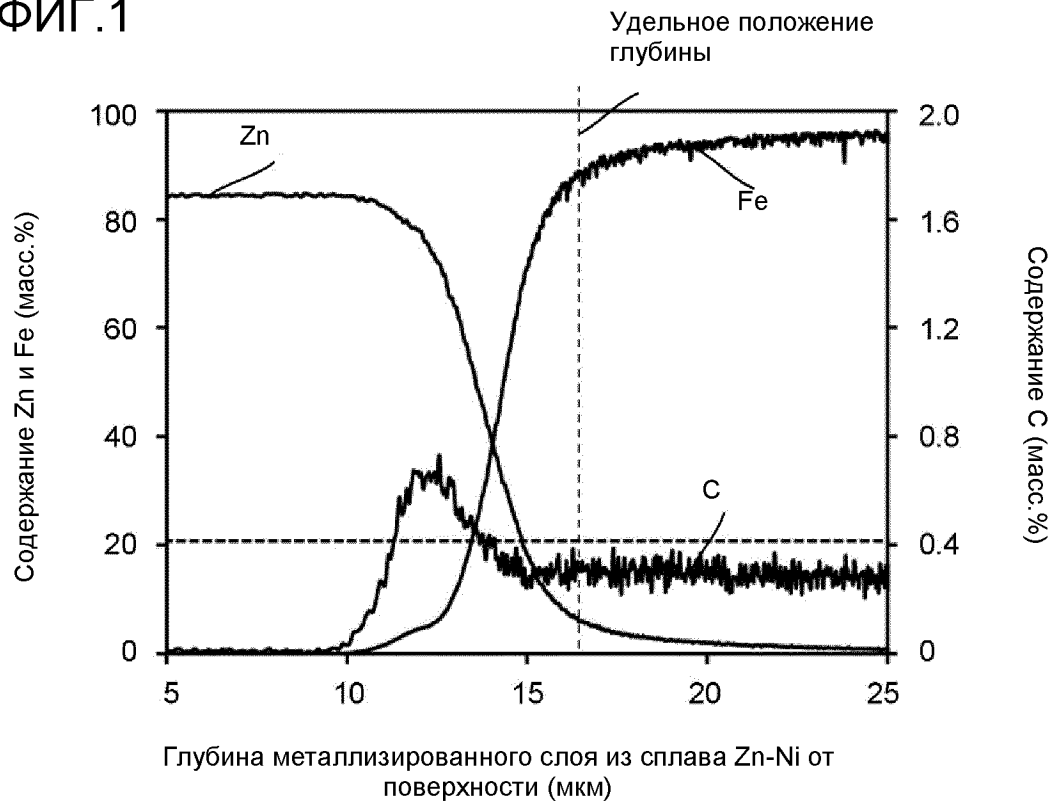
если область, содержащую C в количестве (в масс.%) в 1,5 раза и более превышающем содержание C в основном корпусе трубы, определяют как слой с высокой концентрацией C, то

в металлизированном слое из сплава Zn-Ni толщина слоя с высокой концентрацией С в направлении толщины стенки основного корпуса трубы составляет от 0 до 1,50 мкм.

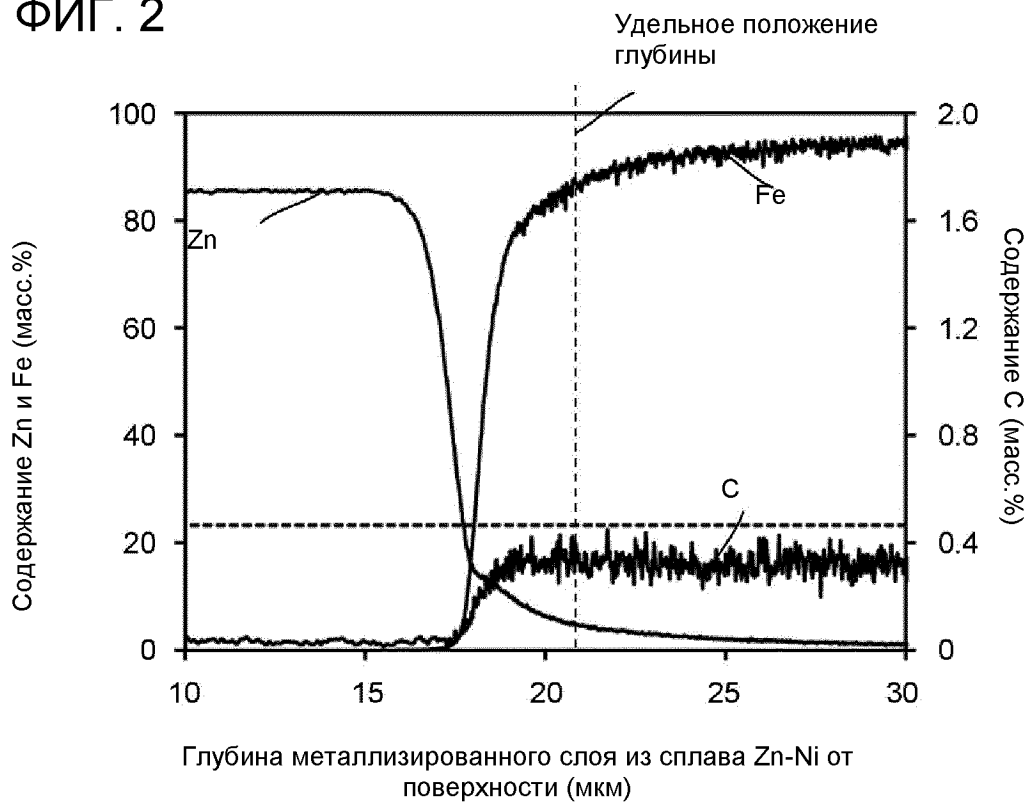
2. Стальная труба для нефтяной скважины по п. 1, в которой толщина металлизированного слоя из сплава Zn-Ni составляет от 5 до 25 мкм.

3. Стальная труба для нефтяной скважины по п.п. 1 или 2, содержащая смазывающее покрытие на или над металлизированным слоем из сплава Zn-Ni.

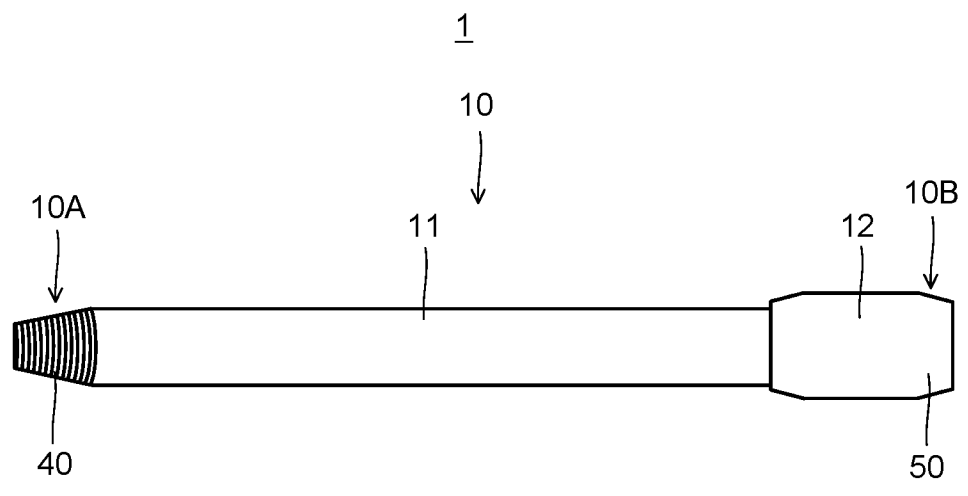
ФИГ. 1



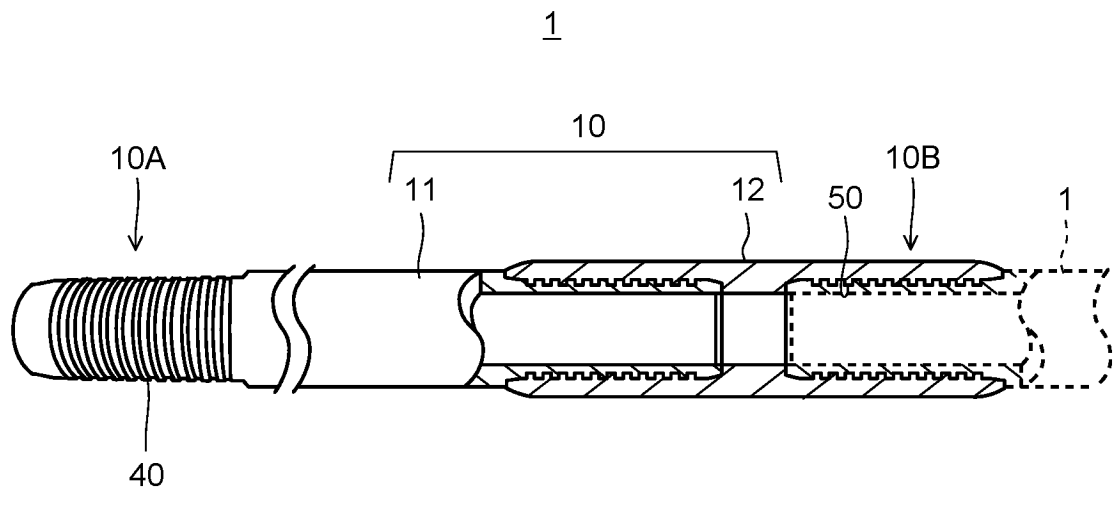
ФИГ. 2



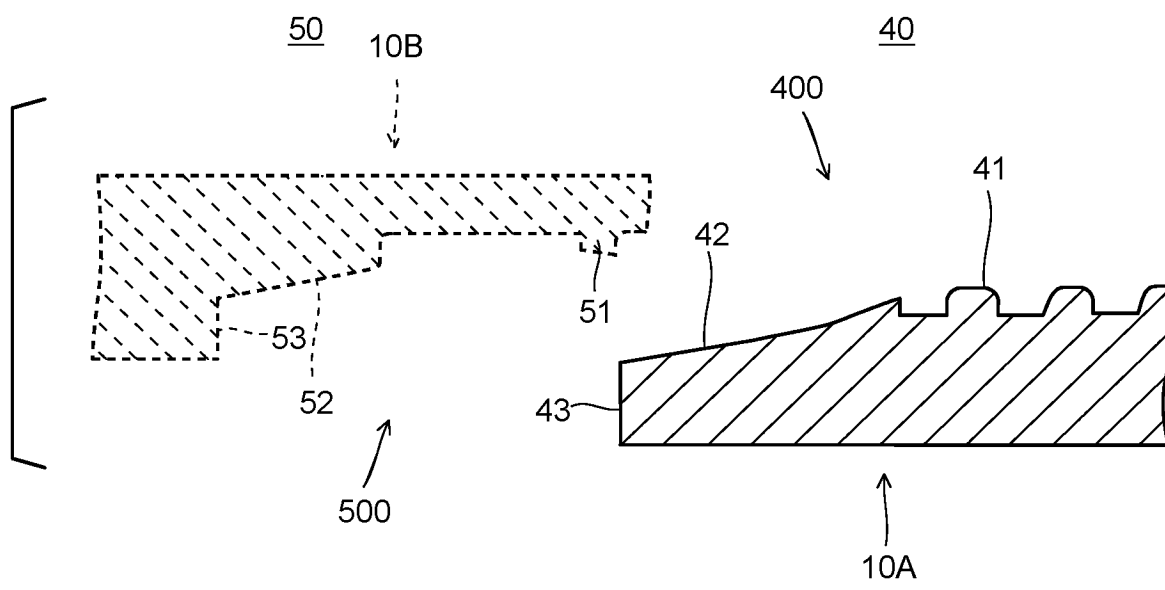
ФИГ. 3



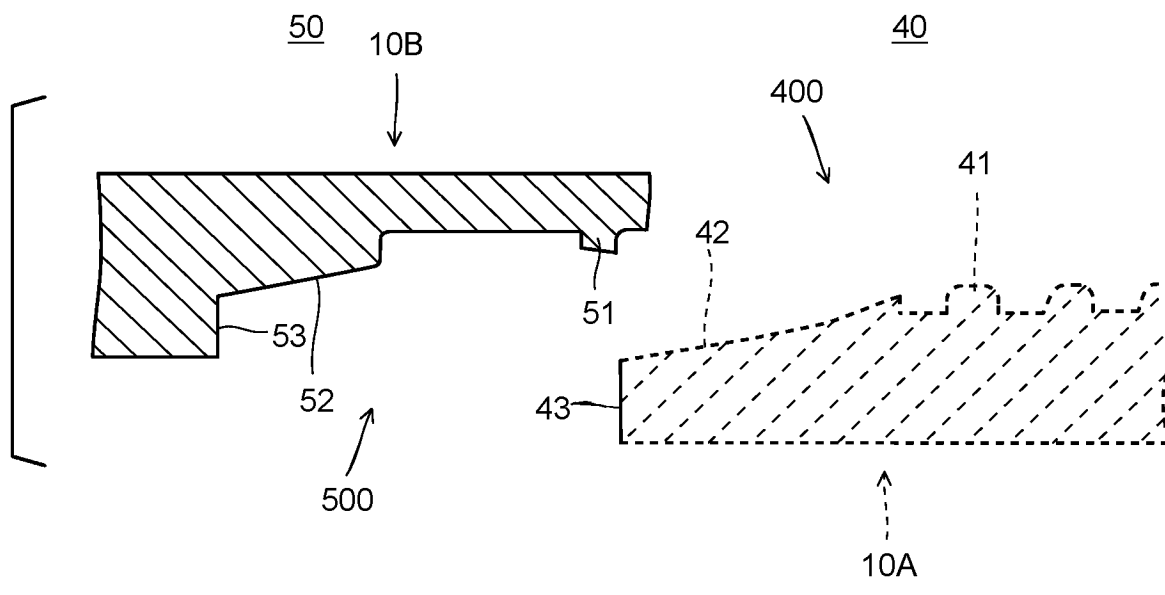
ФИГ. 4



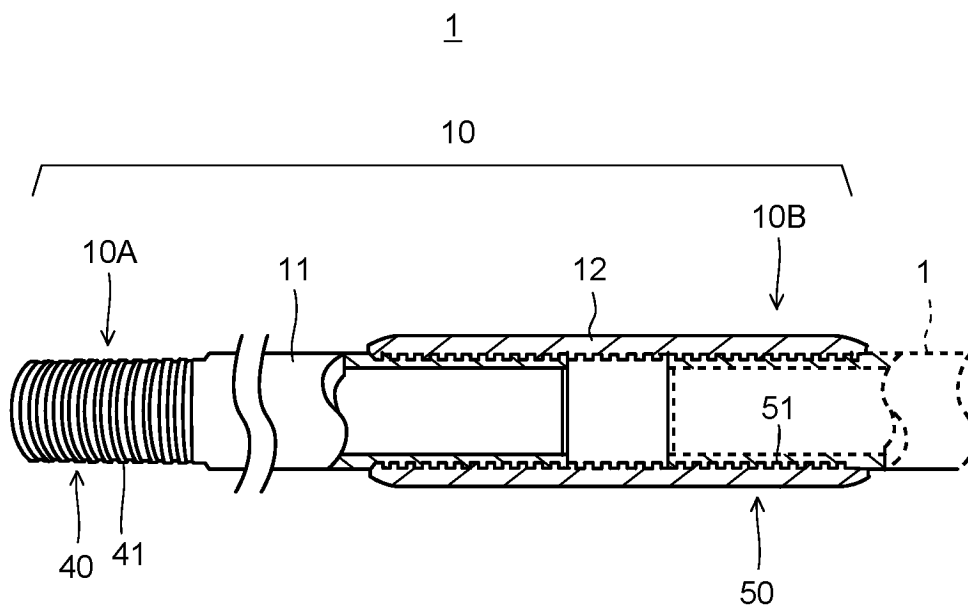
ФИГ. 5



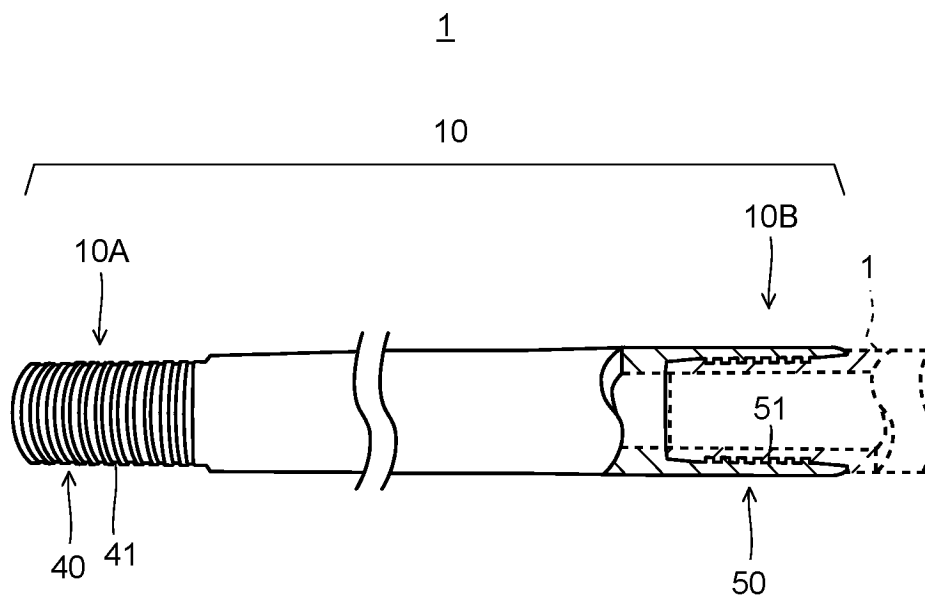
ФИГ. 6



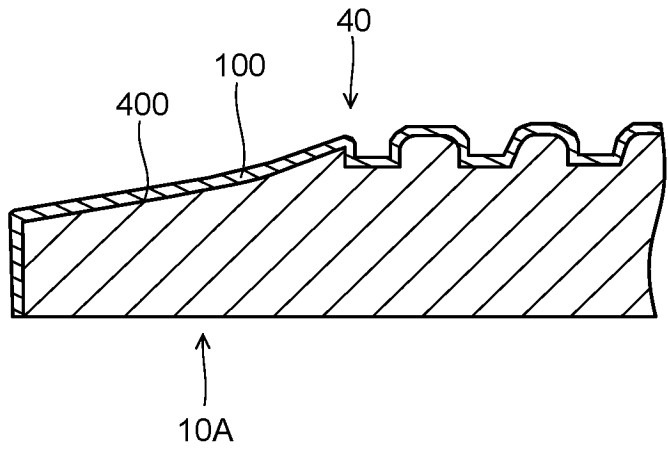
ФИГ. 7



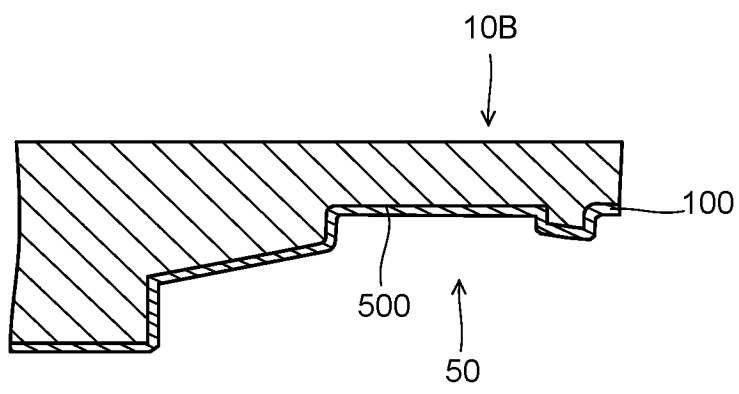
ФИГ. 8



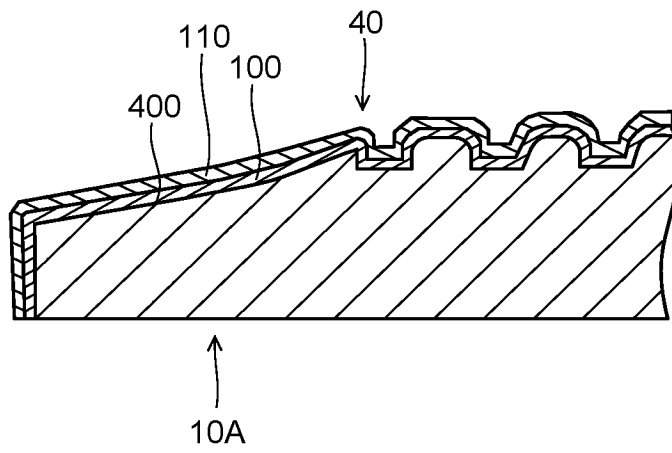
ФИГ. 9



ФИГ. 10



ФИГ. 11



ФИГ. 12

