



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2012138952/05, 09.02.2011

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.02.2011

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
12.02.2010 US 61/303,969

(43) Дата публикации заявки: 20.03.2014 Бюл. № 8

(45) Опубликовано: 10.07.2015 Бюл. № 19

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: US 2009203558 A1, 13.08.2009. US 2009203557 A1, 13.08.2009. US 2009151941 A1, 18.06.2009. US 5110487 A1, 05.05.1992. GB 2138866 A1, 31.10.1984. RU 2363718 C2, 10.08.2009

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: 12.09.2012

(86) Заявка РСТ:
US 2011/024165 (09.02.2011)

(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2011/100301 (18.08.2011)

Адрес для переписки:

129090, Москва, ул. Б. Спасская, 25, строение 3,
ООО "Юридическая фирма Городиский и
Партнеры"

(72) Автор(ы):

**БАРНС Джулиан Ричард (NL),
ДИРКЗВАГЕР Хендрик (NL),
НАВАРРЕТЕ Рейналдо Конрадо (US),
СЕМПЛ Томас Карл (US)**

(73) Патентообладатель(и):

**ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ
МААТСХАППИЙ Б.В. (NL)**

(54) СПОСОБ И КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ТРЕТИЧНОГО МЕТОДА ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

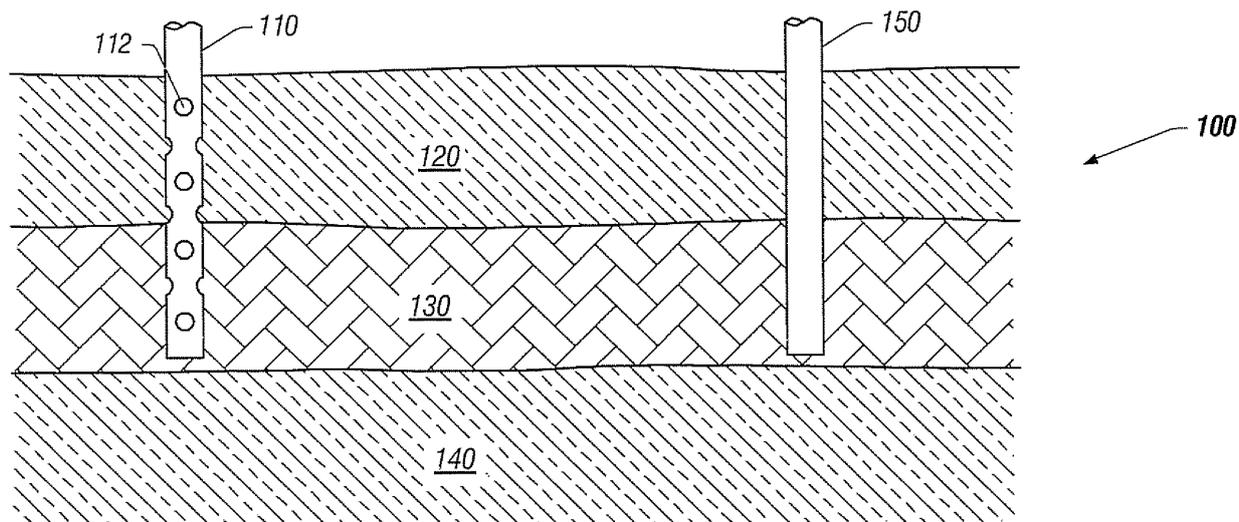
(57) Реферат:

Изобретение в основном относится к способам добычи углеводородов из углеводородсодержащих пластов. Описан способ обработки пласта, содержащего сырую нефть, включающий стадии, в которых: (а) подают композицию для извлечения углеводородов по меньшей мере в часть пласта, причем композиция включает по меньшей мере два внутренних олефинсульфоната, выбранных из группы, состоящей из внутренних C₁₅-18-олефинсульфонатов, внутренних C₁₉-

23-олефинсульфонатов, внутренних C₂₀-24-олефинсульфонатов и внутренних C₂₄-28-олефинсульфонатов, и по меньшей мере одно снижающее вязкость соединение, которое представляет собой изобутиловый спирт, этоксилированный C₂-C₁₂-спирт, 2-бутоксиэтанол, бутиловый простой эфир диэтиленгликоля или их смесь, и (b) обеспечивают композиция возможность взаимодействовать с углеводородами в пласте. Изобретение также относится к способу снижения вязкости

композиции высокоактивного поверхностно-активного вещества и композиции для извлечения углеводородов. Результатом является создание

более эффективного способа извлечения углеводородов из содержащего сырую нефть пласта. 3 н. и 11 з.п. ф-лы, 2 ил., 2 табл., 2 пр.



ФИГ. 1

RU 2555017 C2

RU 2555017 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
C09K 8/588 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2012138952/05, 09.02.2011**(24) Effective date for property rights:
09.02.2011

Priority:

(30) Convention priority:
12.02.2010 US 61/303,969(43) Application published: **20.03.2014** Bull. № 8(45) Date of publication: **10.07.2015** Bull. № 19(85) Commencement of national phase: **12.09.2012**(86) PCT application:
US 2011/024165 (09.02.2011)(87) PCT publication:
WO 2011/100301 (18.08.2011)

Mail address:

**129090, Moskva, ul. B. Spasskaja, 25, stroenie 3,
OOO "Juridicheskaja firma Gorodisskij i Partnery"**

(72) Inventor(s):

**BARNS Dzhulian Richard (NL),
DIRKZVAGER Khendrik (NL),
NAVARRETE Rejnaldo Konrado (US),
SEMPLE Tomas Karl (US)**

(73) Proprietor(s):

**ShELL INTERNEhShNL RISERCh
MAATSKhAPPIJ B.V. (NL)**(54) **METHOD AND COMPOSITION FOR TERTIARY METHOD OF HYDROCARBONS PRODUCTION**

(57) Abstract:

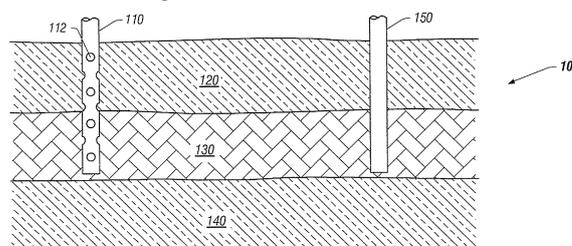
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention mainly relates to methods of hydrocarbons production from hydrocarbons containing reservoirs. Method of treatment of the reservoir containing crude oil including stages when: (a) composition is supplied to extract the hydrocarbons to at least part of the reservoir, at that the composition contains at least two internal olefin sulphonates selected from group comprising internal C₁₅₋₁₈-olefin sulphonates, internal C₁₉₋₂₃-olefin sulphonates, internal C₂₀₋₂₄-olefin sulphonates and internal C₂₄₋₂₈-olefin sulphonates, and at least one viscosity decreasing compound, that is isobutyl alcohol, ethoxylated C₂-C₁₂-alcohol, 2-butoxyethyl, butyl ether of diethylene glycol or their mixture, and (b) composition is provided

with possibility to react with the reservoir hydrocarbons. Invention also relates to method of viscosity decreasing of composition of highly active surface-active substance and composition for hydrocarbons extraction.

EFFECT: result is creation of more effective method of hydrocarbons extraction from crude oil containing reservoir.

14 cl, 2 dwg, 2 tbl, 2 ex



Фиг. 1

RU 2 555 017 C 2

RU 2 555 017 C 2

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение в основном относится к способам добычи углеводородов из углеводородсодержащих пластов. Более конкретно, описываемые здесь варианты исполнения относятся к способам третичного метода добычи углеводородов и к композициям, применимым для этой добычи, которые содержат внутренние олефинсульфонаты и соединения для снижения вязкости.

Уровень техники

Углеводороды могут быть извлечены из углеводородсодержащих пластов пробуриванием пласта одной или более скважинами. Углеводороды могут вытекать на поверхность через буровые скважины. Условия (например, проницаемость, концентрация углеводородов, пористость, температура, давление, помимо всего прочего) углеводородсодержащего пласта могут влиять на экономическую целесообразность добычи углеводородов из углеводородсодержащего пласта. Углеводородсодержащий пласт может иметь естественную энергию (например, газ, воду), чтобы содействовать продвижению углеводородов на поверхность из углеводородсодержащего пласта. Естественная энергия может быть в форме воды. Вода может оказывать давление для продвижения углеводородов к одной или более продуктивным скважинам. Газ может присутствовать в углеводородсодержащем пласте (пластовом резервуаре) при давлениях, достаточных для продвижения углеводородов к одной или более продуктивным скважинам. Источник естественной энергии с течением времени может истощаться. Для продолжения добычи углеводородов из углеводородсодержащего пласта могут быть применены дополнительные способы извлечения. Примеры дополнительных способов включают заводнение, закачивание полимеров, нагнетание щелочи, термические процессы, заводнение растворами или их комбинации.

В третичном методе нефтедобычи (EOR) мобилизация остаточной нефтенасыщенности достигается с помощью поверхностно-активных веществ, которые создают достаточно (ультра)низкое межфазное натяжение (IFT) на поверхности раздела «нефть/вода», чтобы обеспечить капиллярное число, достаточно высокое для преодоления капиллярных сил и побуждения нефти к течению (статья авторов I. Chatzis и N.R. Morrow, «Correlation of capillary number relationship for sandstone» («Корреляционная зависимость капиллярного числа для песчаника»), SPE Journal, том 29, стр. 555-562, 1989).

Известны композиции и способы третичного метода нефтедобычи с использованием поверхностно-активного компонента, содержащего альфа-олефинсульфаты. Патенты США 4488976 и 4537253 описывают композиции для третичного метода нефтедобычи, содержащие такой компонент. Известны также композиции и способы третичного метода нефтедобычи с использованием внутренних олефинсульфонатов. Такая поверхностно-активная композиция описана в патенте США 4597879.

Патент США 4979564 описывает применение внутренних олефинсульфонатов в способе третичного метода нефтедобычи с использованием заводнения вязкой жидкостью с низким поверхностным натяжением. Одним примером имеющегося в продаже на рынке материала, описанного как применимый, был ENORDET IOS 1720, продукт фирмы Shell Oil Company, идентифицированный как натриевая соль сульфированного внутреннего C₁₇₋₂₀-олефина. Этот материал имеет низкую степень разветвленности. Патент США 506804 3 описывает поверхностно-активную систему, содержащую мыла нефтяных кислот, для заводнения, в которой использовалось вспомогательное поверхностно-активное вещество, включающее внутренний C₁₇₋₂₀- или C₂₀₋₂₄-олефинсульфонат. В работе «Field Test of Cosurfactant-enhanced Alkaline

Flooding» («Промысловые испытания нагнетания щелочи с интенсификацией вспомогательным поверхностно-активным веществом») авторов Falls и др., Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering, 1994, авторы описывают применение внутреннего C_{17-20} - или C_{20-24} -олефинсульфоната в композиции для заводнения с

поверхностно-активным веществом на основе алкоксилированного спирта для поддержания композиции в однофазном состоянии при температуре окружающей среды без существенного ущерба для технических характеристик при температуре пластового резервуара. Вода имела соленость с содержанием хлорида натрия около 0,4% по весу. Также известно применение определенных поверхностно-активных веществ на основе сульфатов алкоксилированных спиртов. Эти материалы, используемые индивидуально, также имеют недостатки при очень суровых условиях солености, жесткости и температуры, отчасти вследствие того, что определенные поверхностно-активные вещества на основе сульфатов алкоксилированных спиртов неустойчивы при высокой температуре, то есть, выше примерно 70°C.

Сущность изобретения

В одном варианте исполнения углеводороды могут быть добыты из углеводородсодержащего пласта, содержащего сырую нефть, способом, включающим стадии, в которых обрабатывают по меньшей мере часть углеводородсодержащего пласта композицией для извлечения углеводородов, которая состоит из внутреннего олефинсульфоната с высокой молекулярной массой и снижающего вязкость соединения. Этот материал является эффективным в диапазоне солености от около 1% по весу или менее до около 10% по весу или выше, и в диапазоне температур от около 40 до 140°C.

Настоящее изобретение представляет способ обработки этих содержащих сырую нефть пластов, который включает стадии, в которых (а) подают композицию для извлечения углеводородов по меньшей мере в часть содержащего сырую нефть пласта, причем композиция включает внутренний олефинсульфонат (IOS) с высокой молекулярной массой и по меньшей мере одно снижающее вязкость соединение; и (б) обеспечивают композиции возможность взаимодействовать с углеводородами в углеводородсодержащем пласте. Внутренний олефинсульфонат с высокой молекулярной массой может включать внутренние C_{15-18} -олефинсульфонаты, внутренние C_{19-23} -олефинсульфонаты, внутренние C_{20-24} -олефинсульфонаты, внутренние C_{24-28} -олефинсульфонаты и их смеси.

В одном варианте исполнения композицию для извлечения углеводородов подают в углеводородсодержащий пласт путем смешения ее с водой и/или рассолом из пласта. Композиция для извлечения углеводородов предпочтительно составляет от около 0,01 до около 2,0% по весу от общего количества смеси «вода и/или рассол/композиция для извлечения углеводородов» (нагнетаемая текучая среда). Более важным является количество фактически активного вещества, которое присутствует в нагнетаемой текучей среде (активное вещество представляет собой поверхностно-активное вещество, здесь внутренний(-ние) олефинсульфонат(-ты)). Таким образом, количество внутреннего олефинсульфоната в нагнетаемой текучей среде может составлять от около 0,05 до около 1,0% по весу, предпочтительно от около 0,1 до около 0,8% по весу. Затем нагнетаемую текучую среду закачивают в углеводородсодержащий пласт.

В одном варианте исполнения углеводородсодержащая композиция может быть получена из углеводородсодержащего пласта. Углеводородсодержащая композиция может включать любое сочетание углеводородов, внутренних олефинсульфонатов, метана, воды, монооксида углерода и аммиака.

Краткое описание чертежей

Фиг. 1 изображает один вариант исполнения обработки углеводородсодержащего пласта;

Фиг. 2 изображает один вариант исполнения обработки углеводородсодержащего пласта.

В то время как изобретение является восприимчивым к разнообразным модификациям и альтернативным формам, конкретные варианты осуществления его показаны в порядке примера в чертежах, и будут здесь подробно описаны. Должно быть понятно, что чертеж и его подробное описание не предполагают ограничения изобретения конкретной раскрытой формой, но, напротив, изобретение должно охватывать все модификации, эквиваленты и альтернативы, попадающие в пределы смысла и области настоящего изобретения, как определенных в пунктах прилагаемой патентной формулы.

Подробное описание вариантов осуществления изобретения

«Среднее углеродное число», как здесь используемое, определяется умножением числа атомов углерода в каждом внутреннем олефинсульфонате в смеси внутренних олефинсульфонатов на содержание этого внутреннего олефинсульфоната в мольных процентах, и затем сложением произведений.

«Внутренний C₁₅₋₁₈-олефинсульфонат», как применяемый здесь, означает смесь внутренних олефинсульфонатов, причем смесь имеет среднее углеродное число от около 16 до около 17, и по меньшей мере 50% по весу, предпочтительно по меньшей мере 75% по весу, наиболее предпочтительно по меньшей мере 90% по весу внутренних олефинсульфонатов в смеси содержат от 15 до 18 атомов углерода.

«Внутренний C₁₉₋₂₃-олефинсульфонат», как используемый здесь, означает смесь внутренних олефинсульфонатов, причем смесь имеет среднее углеродное число от около 21 до около 23, и по меньшей мере 50% по весу, предпочтительно по меньшей мере 60% по весу, внутренних олефинсульфонатов в смеси содержат от 19 до 23 атомов углерода.

«Внутренний C₂₀₋₂₄-олефинсульфонат», как применяемый здесь, означает смесь внутренних олефинсульфонатов, причем смесь имеет среднее углеродное число от около 20,5 до около 23, и по меньшей мере 50% по весу, предпочтительно по меньшей мере 65% по весу, наиболее предпочтительно по меньшей мере 75% по весу внутренних олефинсульфонатов в смеси содержат от 20 до 24 атомов углерода.

«Внутренний C₂₄₋₂₈-олефинсульфонат», как используемый здесь, означает смесь внутренних олефинсульфонатов, причем смесь имеет среднее углеродное число от около 24,5 до 27, и по меньшей мере 40% по весу, предпочтительно по меньшей мере 50% по весу, наиболее предпочтительно по меньшей мере 60% по весу внутренних олефинсульфонатов в смеси содержат от 24 до 28 атомов углерода.

Углеводороды могут быть извлечены из углеводородных пластов через буровые скважины, пронизывающие углеводородсодержащий пласт. «Углеводороды» в основном определяются как молекулы, образованные главным образом атомами углерода и водорода, такие как нефть и природный газ. Углеводороды также могут включать другие элементы, такие, но не ограничивающиеся таковыми, как галогены, металлические элементы, азот, кислород и/или сера. Углеводороды, полученные из углеводородного пласта, могут включать, но не ограничиваются таковыми, кероген, битум, пиробитум, асфальтены, смолы, предельные углеводороды, нафтеновые кислоты, масла или их комбинации. Углеводороды могут быть локализованы внутри минеральных матриц или рядом с ними под землей. Матрицы могут включать, но не ограничиваются таковыми, осадочные породы, пески, силицилиты, карбонаты, диатомиты и другие

пористые среды.

«Пласт» включает один или более углеводородсодержащих слоев, один или более не содержащих углеводородов слоев, покрывающую горную породу и/или подстилающую горную породу. «Покрывающая горная порода» и/или «подстилающая горная порода» включает непроницаемые материалы одного или более различных типов. Например, покрывающая/подстилающая горная порода может включать скальные породы, глинистый сланец, аргиллит или водонепроницаемый карбонат (то есть, непроницаемый карбонат без углеводородов). Например, подстилающая горная порода может содержать глинистый сланец или аргиллит. В некоторых случаях покрывающая/подстилающая горная порода может иметь некоторую проницаемость. Например, подстилающая горная порода может состоять из проницаемого минерала, такого как песчаник или известняк. В некоторых вариантах исполнения, по меньшей мере часть углеводородсодержащего пласта может находиться на глубине не менее или более 1000 футов (305 м) ниже поверхности земли.

Свойства углеводородсодержащего пласта могут влиять на то, как углеводороды протекают через покрывающие/подстилающие горные породы к одной или более продуктивным скважинам. Свойства включают, но не ограничиваются таковыми, минералогический состав, пористость, проницаемость, распределение пор по величине, площадь поверхности, соленость или температуру пласта. Свойства покрывающих/подстилающих горных пород в сочетании со свойствами углеводородов, такие как характеристики капиллярного давления (статического) и характеристики относительной проницаемости (проточной), могут влиять на продвижение углеводородов через углеводородсодержащий пласт.

Проницаемость углеводородсодержащего пласта может варьировать в зависимости от состава пласта. Относительно проницаемый пласт может включать тяжелые углеводороды, захваченные, например, песком или карбонатом. «Относительно проницаемый», как используемый здесь, имеет отношение к пластам или их участкам, которые имеют среднюю проницаемость на уровне 10 миллидарси или более. «Относительно низкая проницаемость», как применяемая здесь, имеет отношение к пластам или их участкам, которые имеют среднюю проницаемость менее, чем около 10 миллидарси. Один дарси равен примерно 0,99 квадратного микрометра. Непроницаемая часть пласта в основном имеет проницаемость менее, чем около 0,1 миллидарси. В некоторых случаях часть или все количество углеводорода, содержащегося в относительно проницаемом пласте, может включать главным образом тяжелые углеводороды и/или смолу без удерживающего каркаса минеральных зерен, и только плавающее (или нет) минеральное вещество (например, асфальтовые озера).

В углеводородсодержащем пласте могут находиться текучие среды (например, газ, вода, углеводороды или их комбинации) с различными плотностями. Смесь текучих сред в углеводородсодержащем пласте может формировать слои между покрывающими и подстилающими горными породами согласно плотности текучих сред. Газ может образовывать верхний слой, углеводороды могут составлять средний слой, и вода может формировать нижний слой в углеводородсодержащем пласте. Текучие среды могут присутствовать в углеводородсодержащем пласте в разнообразных количествах. Взаимодействия между текучими средами в пласте могут создавать поверхности раздела, или границы, между текучими средами. Поверхности раздела, или границы, между текучими средами и пластом могут быть созданы вследствие взаимодействий между текучими средами и пластом. Как правило, газы не образуют границ с другими текучими средами в углеводородсодержащем пласте. В одном варианте исполнения первая

граница может образовываться между водным слоем и подстилающей породой. Вторая граница может формироваться между водным слоем и слоем углеводородов. Третья граница может возникать между углеводородами с различными плотностями в углеводородсодержащем пласте. В некоторых вариантах исполнения в углеводородсодержащем пласте могут присутствовать многочисленные текучие среды с многочисленными границами. Должно быть понятно, что в углеводородсодержащем пласте могут присутствовать многие комбинации границ между текучими средами и покрывающими/подстилающими горными породами.

Добыча текучих сред может нарушить взаимодействие между текучими средами и покрывающими/подстилающими горными породами. Когда текучие среды удаляются из углеводородсодержащего пласта, различные слои текучих сред могут перемешиваться и образовывать слои смешанных текучих сред. Смешанные текучие среды могут проявлять иные взаимодействия на границах смешанных текучих сред. В зависимости от взаимодействий на границах смешанных текучих сред, добыча углеводородов может становиться затруднительной. Количественная оценка взаимодействий (например, уровня энергии) на поверхности раздела текучих сред и/или текучих сред и покрывающих/подстилающих горных пород может быть полезной для прогнозирования продвижения углеводородов через углеводородсодержащий пласт.

Количественная оценка энергии, необходимой для взаимодействий (например, перемешивания) между текучими средами внутри пласта на поверхности раздела может быть затруднительной для измерения. Количественная оценка уровней энергии на поверхности раздела между текучими средами может быть проведена общеизвестными способами (например, с помощью тензиометра с вращающейся каплей, пленочных весов (кюветы) Лэнгмюра). Характеристики энергии взаимодействия на поверхности раздела могут быть названы межфазным поверхностным натяжением. «Межфазное поверхностное натяжение», как используемое здесь, имеет отношение к свободной энергии поверхности, которая имеет место между двумя или более текучими средами, между которыми возникает граница. Высокое значение межфазного поверхностного натяжения (например, свыше, чем около 10 дин/см (10^{-2} Н/м)) может указывать на неспособность текучей среды к смешению со второй текучей средой с образованием эмульсии текучих сред. Как применяемая здесь, «эмульсия» имеет отношение к дисперсии одной несмешивающейся текучей среды во второй текучей среде при добавлении композиции, которая снижает межфазное поверхностное натяжение между текучими средами до достижения стабильности. Неспособность текучих сред смешиваться может быть обусловлена высокой энергией межфазного поверхностного натяжения между двумя текучими средами. Низкие значения межфазного поверхностного натяжения (например, менее, чем около 1 дин/см (10^{-3} Н/м)) могут свидетельствовать о меньшем поверхностном взаимодействии между двумя несмешивающимися текучими средами. Меньшая энергия поверхностного взаимодействия между двумя несмешивающимися текучими средами может иметь результатом смешение двух текучих сред с образованием эмульсии. Текучие среды с низкими значениями межфазного поверхностного натяжения могут быть приведены в движение к стволу буровой скважины благодаря пониженным капиллярным силам и, следовательно, извлечены из углеводородсодержащего пласта.

Текучие среды в углеводородсодержащем пласте могут смачивать (например, прилипать к покрывающей/подстилающей породе, или растекаться по покрывающей/подстилающей породе в углеводородсодержащем пласте). Как применяемая здесь, «смачиваемость» имеет отношение к предпочтительной способности текучей среды

растекаться по твердой поверхности или прилипать к ней в присутствии других текучих сред. Методы определения смачиваемости углеводородного пласта описаны автором Craig, Jr. в работе «The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding» («Прикладные аспекты заводнения пластовых резервуаров»), 1971, Том 3 монографической серии издательства Society of Petroleum Engineers, которая здесь включена ссылкой. В одном варианте исполнения углеводороды могут прилипать к песчанику в присутствии газа или воды. Покрывающая/подстилаящая порода, которая по существу покрыта углеводородами, может быть обозначена как «смачиваемая нефтью». Покрывающая/подстилаящая порода может быть смачиваемой нефтью благодаря присутствию полярных и/или поверхностно-активных компонентов (например, асфальтенов) в углеводородсодержащем пласте. Состав пласта (например, кремнезем, карбонат или глина) может определять величину адсорбции углеводородов к поверхности покрывающей/подстилаящей породы. В некоторых вариантах исполнения пористый и/или проницаемый пласт может позволять углеводородам более легко смачивать покрывающую/подстилаящую породу. По существу смачиваемая нефтью покрывающая/подстилаящая порода может подавлять извлечение углеводородов из углеводородсодержащего пласта. В определенных вариантах исполнения смачиваемый нефтью участок углеводородсодержащего пласта может находиться на глубине не менее или более 1000 футов (305 м) ниже поверхности земли.

Углеводородный пласт может включать воду. Вода может взаимодействовать с поверхностью подстилаящей породы. Как применяемый здесь, термин «смачиваемый водой» имеет отношение к образованию оболочки из воды на поверхности покрывающей/подстилаящей породы. Смачиваемая водой покрывающая/подстилаящая порода может стимулировать извлечение углеводородов из пласта тем, что препятствует смачиванию углеводородами покрывающей/подстилаящей породы. В определенных вариантах исполнения смачиваемый водой участок углеводородсодержащего пласта может включать небольшие количества полярных и/или поверхностно-активных компонентов.

Вода в углеводородсодержащем пласте может содержать минералы (например, минералы, содержащие барий, кальций или магний) и минеральные соли (например, хлорид натрия, хлорид калия, хлорид магния). Соленость воды, значение pH и/или жесткость воды в пласте могут влиять на извлечение углеводородов в углеводородсодержащем пласте. Как используемая здесь, «соленость» имеет отношение к количеству твердых веществ, растворенных в воде. «Жесткость воды», как здесь применяемая, имеет отношение к концентрации двухвалентных ионов (например, кальция, магния) в воде. Соленость и жесткость воды могут быть определены общеизвестными методами (например, по удельной электропроводности, титрованием). Когда соленость воды в углеводородсодержащем пласте возрастает, межфазное поверхностное натяжение между углеводородами и водой может увеличиваться, и добыча текучих сред может осложняться.

Углеводородсодержащий пласт может быть выбран для обработки на основе таких факторов, но не ограничивающихся таковыми, как толщина углеводородсодержащих слоев внутри пласта, оценочное содержание доступной для добычи жидкости, местоположение пласта, уровень солености пласта, температура пласта, и глубина залегания углеводородсодержащих слоев. Поначалу естественное пластовое давление и температура могут быть достаточными для обеспечения протекания углеводородов в стволы буровых скважин и на поверхность. Температуры в углеводородсодержащем пласте могут варьировать от около 0°C до около 300°C, но обычно составляют менее

150°C. Композиция согласно настоящему изобретению является в особенности преимущественной, когда используется при высокой температуре, поскольку внутренний олефинсульфонат стабилен при таких температурах. Когда углеводороды добывают из углеводородсодержащего пласта, давления и/или температуры внутри пласта могут снижаться. Для продолжения добычи углеводородов из углеводородсодержащего пласта могут быть использованы разнообразные формы искусственного подъема (например, насосы, нагнетание газа) и/или нагревание. Извлечение желательных углеводородов из углеводородсодержащего пласта может становиться экономически невыгодным, когда углеводороды истощаются в пласте.

Мобилизация остаточных углеводородов, удерживаемых в углеводородсодержащем пласте, может быть затруднительной вследствие вязкости углеводородов и капиллярных эффектов текучих сред в порах углеводородсодержащего пласта. Как используемые здесь, «капиллярные силы» имеют отношение к силам притяжения между текучими средами и по меньшей мере частью углеводородсодержащего пласта. В одном варианте исполнения капиллярные силы могут быть преодолены повышением давления внутри углеводородсодержащего пласта. В других вариантах исполнения капиллярные силы могут быть преодолены снижением межфазного поверхностного натяжения между текучими средами в углеводородсодержащем пласте. Способность к снижению капиллярных сил в углеводородсодержащем пласте может зависеть от ряда факторов, включающих, но не ограничивающихся таковыми, температуру углеводородсодержащего пласта, соленость воды в углеводородсодержащем пласте, и состав углеводородов в углеводородсодержащем пласте.

Когда темпы добычи снижаются, дополнительные способы могут быть применены, чтобы сделать углеводородсодержащий пласт более экономически целесообразным. Способы могут включать добавление источников воды (например, рассола, пара), газов, полимеров, мономеров или любых их комбинаций, в углеводородный пласт для повышения подвижности углеводородов.

В одном варианте исполнения углеводородсодержащий пласт может быть обработан с затоплением водой. Заводнение может включать нагнетание воды в часть углеводородсодержащего пласта через нагнетательные скважины. Заводнение по меньшей мере части пласта может смочить водой часть углеводородсодержащего пласта. В смоченной водой части углеводородсодержащего пласта известными способами может быть повышено давление, и смесь воды и углеводородов может быть собрана с использованием одной или более продуктивных скважин. Однако водный слой может не смешиваться эффективно с углеводородным слоем. Плохая эффективность смешения может быть обусловлена высоким межфазным поверхностным натяжением между водой и углеводородами.

Добыча из углеводородсодержащего пласта может быть интенсифицирована обработкой углеводородсодержащего пласта полимером и/или мономером, который может продвигать углеводороды к одной или более продуктивным скважинам. Полимер и/или мономер может снижать подвижность водной фазы в порах углеводородсодержащего пласта. Снижение подвижности воды может позволять углеводородам более легко перемещаться через углеводородсодержащий пласт. Полимеры включают, но не ограничиваются таковыми, полиакриламидами, частично гидролизованные полиакриламидами, полиакрилаты, этиленовые сополимеры, биополимеры, карбоксиметилцеллюлозу, поливиниловый спирт, полистиролсульфонаты, поливинилпирролидон, AMPS (2-акриламидо-2-метилпропансульфонат), или их комбинации. Примеры этиленовых сополимеров включают сополимеры акриловой

кислоты и акриламида, акриловой кислоты и лаурилактирата, лаурилактирата и акриламида. Примеры биополимеров включают ксантановую камедь и гуаровую камедь. В некоторых вариантах исполнения полимеры могут быть подвергнуты шиванию *in situ* в углеводородсодержащем пласте. В других вариантах исполнения полимеры могут быть генерированы *in situ* в углеводородсодержащем пласте. Полимеры и получение полимеров для применения в нефтедобыче описаны в патенте США №6427268 на имя Zhang и др., озаглавленном «Method For Making Hydrophobically Associative Polymers, Methods of Use and Compositions» («Способ получения гидрофобно ассоциированных полимеров, способы применения и композиции»); патенте США №6439308 на имя Wang, озаглавленном «Foam Drive Method» («Способ вытеснения нефти пеной»); патенте США №5654261 на имя Smith, озаглавленном «Permeability Modifying Composition For Use In Oil Recovery» («Композиция для модифицирования проницаемости для применения в нефтедобыче»); патенте США №528 4206 на имя Surles и др., озаглавленном «Formation Treating» («Обработка пласта»); патенте США 5199490 на имя Surles и др., озаглавленном «Formation Treating» («Обработка пласта»), и в патенте США №5103909 на имя Morgenthaler и др., озаглавленном «Profile Control In Enhanced Oil Recovery» («Контроль профиля в третичном методе нефтедобычи»), все из которых включены здесь ссылкой.

Композиция для извлечения углеводородов

В одном варианте исполнения композиция для извлечения углеводородов может быть подведена в углеводородсодержащий пласт. В настоящем изобретении композиция включает конкретный внутренний олефинсульфонат или смесь внутренних олефинсульфонатов. Внутренние олефинсульфонаты химически пригодны для EOR, поскольку они проявляют малую склонность к образованию упорядоченных структур/жидких кристаллов (которые могут составлять основную проблему, поскольку упорядоченные структуры склонны вызывать закупоривание структуры горных пород в углеводородном пласте), так как они представляют собой сложные смеси поверхностно-активных веществ с цепями различной длины. Внутренние олефинсульфонаты проявляют низкую тенденцию к адсорбции на поверхностях пород в пластовом резервуаре, что обусловлено отталкиванием отрицательных зарядов на поверхности и отрицательных зарядов в поверхностно-активном веществе. Применение щелочи еще более снижает склонность поверхностно-активных веществ адсорбироваться, и уменьшает потери, что значит, что может быть использована более низкая концентрация поверхностно-активного вещества, делая способ более экономичным.

Как подробно обсуждалось выше, настоящее изобретение в особенности полезно в углеводородсодержащих пластах, которые содержат сырую нефть. Композиция для извлечения углеводородов согласно настоящему изобретению предназначена для создания лучшей композиции для извлечения на основе внутренних олефинсульфонатов.

Внутренний олефин представляет собой олефин, двойная связь которого локализована где-нибудь вдоль углеродной цепи, за исключением концевых атомов углерода. Линейный внутренний олефин не имеет никаких алкильных, арильных или алициклических разветвлений на любом из атомов углерода при двойных связях, или на любых атомах углерода, смежных с углеродными атомами, которые соединены двойной связью. Типичные продукты, имеющиеся в продаже на рынке, полученные изомеризацией альфа-олефинов, являются главным образом линейными и содержат низкое среднее число разветвлений на молекулу.

Композиция для извлечения углеводородов также включает снижающее вязкость

соединение. Это соединение может быть любым соединением, которое снижает вязкость поверхностно-активного вещества, но предпочтительно оно представляет собой соединение, которое снижает вязкость так, что композиция может быть транспортирована, закачана и введена в углеводородсодержащий пласт.

5 Снижающее вязкость соединение может представлять собой неионное поверхностно-активное вещество, спирт, простой эфир спирта или их смесь. Снижающее вязкость соединение предпочтительно представляет собой C₂-C₁₇-спирт, этоксилированный C₂-C₁₂-спирт, 2-бутоксизтанол, бутиловый простой эфир диэтиленгликоля или их смесь. Снижающее вязкость соединение может быть выбрано из группы, состоящей из этанола, 10 изобутилового спирта, втор-бутилового спирта, 2-бутоксизтанола, бутилового простого эфира диэтиленгликоля или их смесей.

В предпочтительном варианте снижающее вязкость соединение добавляют в количестве от 5% до 25%, рассчитанных как процентная доля активного вещества.

15 В наиболее предпочтительном варианте снижающее вязкость соединение добавляют в количестве от 5% до 15%, рассчитанных как процентная доля активного вещества.

Остальное количество композиции может включать, но не ограничивается таковыми, воду, органические растворители, алкилсульфонаты, арилсульфонаты, рассол или их комбинации. Органические растворители включают, но не ограничиваются таковыми, 20 метилэтилкетон, ацетон, низшие алкилцеллозольвы, низшие алкилкарбитолы или их комбинации.

Получение композиции для извлечения углеводов

Внутренние олефины, которые используют для получения внутренних олефинсульфонатов согласно настоящему изобретению, могут быть получены скелетной 25 изомеризацией. Подходящие способы получения внутренних олефинов включают такие, описанные в патентах США 5510306, 5633422, 5648584, 5648585, 5849960, и в Европейском патенте EP 0830315 B1, все из которых включены здесь ссылкой во всей своей полноте. Поток углеводов, включающих по меньшей мере один линейный олефин, контактирует с подходящим катализатором, таким как каталитические цеолиты, 30 описанные в вышеупомянутых патентах, в паровой фазе при подходящих реакционной температуре, давлении и величине объемного расхода. В основном, подходящие реакционные условия включают температуру от около 200 до около 650°C, парциальное давление олефина выше, чем около 0,5 атмосферы (0,05 МПа), и общее давление от около 0,5 до около 10,0 атмосфер (0,05-1,0 МПа) или выше. Внутренние олефины 35 согласно настоящему изобретению предпочтительно получают при температуре в диапазоне от около 200 до около 500°C, при парциальном давлении олефина от около 0,5 до 2 атмосфер (0,05-0,2 МПа).

Общеизвестно, что внутренние олефины более трудно образуют сульфонаты, чем альфа-олефины (смотри работу в журнале «Tenside Detergents», том 22 (1985), №4, стр. 40 193-195). В статье, озаглавленной «Why Internal Olefins are Difficult to Sulfonate» («Почему внутренние олефины трудно сульфировать»), авторы указывают, что при сульфировании разнообразных внутренних олефинов, полученных в промышленности и в лаборатории, с использованием реакторов с падающей пленкой, внутренние олефины давали степени конверсии ниже 90 процентов, и дополнительно они сообщают, что обнаружили 45 необходимость повышать молярное соотношение «SO₃: внутренний олефин» свыше 1,6:1, чтобы достигнуть степени конверсии более 95 процентов. Кроме того, эти полученные продукты имели очень темный цвет и содержали высокие уровни ди- и полисульфированных продуктов.

Патенты США 4183867 и 4248793, которые здесь включены ссылкой, представляют способы, которые могут быть использованы для получения разветвленных внутренних олефинсульфонатов согласно изобретению. Они могут быть проведены в реакторе с падающей пленкой для получения светлоокрашенных внутренних олефинсульфонатов.

5 Количества непрореагировавших внутренних олефинов в этих способах составляют между 10 и 20 процентами, и по меньшей мере 20 процентов, соответственно, и для удаления непрореагировавших внутренних олефинов должны быть предприняты специальные меры. Внутренние олефинсульфонаты, содержащие между 10 и 20

10 процентами, и по меньшей мере 20 процентов, соответственно, непрореагировавших внутренних олефинов, должны быть очищены перед их использованием. Таким образом, получение внутренних олефинсульфонатов, имеющих желательный светлый цвет, и с желательным низким содержанием свободного масла, представляет значительные трудности.

Таких трудностей можно избежать с помощью следующего способа, раскрытого в

15 Европейском патенте EP 0351928 B1, который включен здесь ссылкой.

Способ, который может быть применен для получения внутренних олефинсульфонатов для использования в настоящем изобретении, включает стадии, в которых проводят реакцию в пленочном реакторе внутреннего олефина, как описанного выше, с сульфорирующим реагентом в молярном отношении сульфорирующего реагента

20 к внутреннему олефину от 1:1 до 1,5:1, в то же время с охлаждением реактора с помощью охлаждающего средства, имеющего температуру, не превышающую 60°C, проводят непосредственную нейтрализацию полученного в стадии сульфирования реакционного продукта, и, без выделения непрореагировавшего внутреннего олефина, подвергают гидролизу нейтрализованный реакционный продукт.

При получении сульфонов, образованных из внутренних олефинов, внутренние олефины реагируют с сульфорирующим реагентом, который может представлять собой триоксид серы, серную кислоту или олеум, с образованием бета-сультона и некоторых алкансульфоновых кислот. Пленочный реактор предпочтительно представляет собой

25 реактор с падающей пленкой.

Реакционные продукты подвергают нейтрализации и гидролизу. При определенных обстоятельствах, например, при выдерживании, бета-сультоны преобразуются в гамма-сультоны, которые могут быть преобразованы в дельта-сультоны. После нейтрализации и гидролиза получают гамма-гидроксисульфоноваты и дельта-гидроксисульфоноваты. Недостаток этих двух сультонов состоит в том, что они с большим трудом поддаются

30 гидролизу, нежели бета-сультоны. Таким образом, во многих вариантах исполнения предпочтительно обходиться без выдерживания. бета-Сультоны после гидролиза дают бета-гидроксисульфоноваты. Эти материалы не следует удалять, поскольку они образуют полезные поверхностно-активные структуры.

Охлаждающее средство, которое предпочтительно представляет собой воду, имеет

40 температуру, не превышающую 60°C, в особенности температуру в диапазоне от 0 до 50°C. В зависимости от обстоятельств, могут быть также использованы более низкие температуры.

Затем реакционную смесь подают в установку для нейтрализации и гидролиза. Нейтрализацию/гидролиз проводят с помощью водорастворимого основания, такого как гидроксид натрия или карбонат натрия. Пригодны также соответствующие

45 основания на основе калия или аммония. Нейтрализацию реакционного продукта из реактора с падающей пленкой в основном проводят с избытком основания, рассчитанным по кислотному компоненту. В основном, нейтрализацию проводят при

температуре в диапазоне от 0 до 80°C. Гидролиз может быть проведен при температуре в диапазоне от 100 до 250°C, предпочтительно от 130 до 200°C. Продолжительность гидролиза в основном может составлять от 5 минут до 4 часов. Щелочный гидролиз может быть проведен с использованием гидроксидов, карбонатов, бикарбонатов

5 щелочных (щелочноземельных) металлов, и аминных соединений.

Этот процесс может быть проведен в периодическом, полунепрерывном или непрерывном режиме. Реакцию в основном проводят в реакторе с падающей пленкой, который охлаждают пропусканием потока охлаждающего средства по наружным стенкам реактора. На внутренних стенках реактора внутренний олефин стекает по

10 направлению вниз. Триоксид серы вводят в реактор разбавленным в потоке азота, воздуха или любого другого инертного газа. Концентрация триоксида серы в основном варьирует между 2 и 5 процентами по объему, в расчете на объем газа-носителя. При получении внутренних олефинсульфонатов, образованных из олефинов согласно

15 настоящему изобретению, необходимо, чтобы в стадии нейтрализации и гидролиза достигалось очень тесное смешивание продукта из реактора и водного основания. Это может быть сделано, например, энергичным перемешиванием или добавлением полярного соразтворителя (такого как низший спирт), или добавлением агента фазового переноса.

Типичные композиции внутренних олефинсульфонатов включают около 30-35%

20 активного вещества (внутреннего олефинсульфоната) в воде. Желательно получать композицию внутренних олефинсульфонатов таким образом, что процентное содержание активного вещества является настолько высоким, насколько возможно, каковая композиция далее называется поверхностно-активной композицией высокоактивного

25 вещества. В отношении концентрации активного вещества предпочтительно, чтобы она составляла по меньшей мере 40%, предпочтительно по меньшей мере 50%, и более предпочтительно по меньшей мере 60%. Концентрация активного вещества может быть в диапазоне от 45% до 95%, предпочтительно в диапазоне от 60% до 80%.

Поверхностно-активную композицию обычно транспортируют из места получения к местоположению углеводородсодержащего пласта. Высокоактивные поверхностно-

30 активные вещества очень трудно перекачивать или обрабатывать, и они могут быть в форме пасты или нетекучего геля. В то время как желательно снижать уровень содержания воды, которая перевозится вместе с поверхностно-активным веществом, также желательно иметь возможность перекачивать или иным образом

35 транспортировать поверхностно-активное вещество. Настоящее изобретение представляет композицию, которая имеет высокую концентрацию активного вещества, но также может быть перекачана и транспортирована.

Чтобы снизить вязкость высокоактивных поверхностно-активных веществ, к поверхностно-активной композиции после ее получения и перед ее транспортированием к местоположению углеводородсодержащего пласта добавляют снижающее вязкость

40 соединение.

Нагнетание композиции для извлечения углеводородов

Композиция для извлечения углеводородов может взаимодействовать с углеводородами по меньшей мере в части углеводородсодержащего пласта. Взаимодействие с углеводородами может снижать межфазное поверхностное натяжение

45 углеводородов с одной или более текучими средами в углеводородсодержащем пласте. В других вариантах исполнения композиция для извлечения углеводородов может снижать межфазное поверхностное натяжение между углеводородами и покрывающей/подстилающей горной породой в углеводородсодержащем пласте. Снижение

межфазного поверхностного натяжения может обеспечить продвижение по меньшей мере части углеводородов через углеводородсодержащий пласт.

Способность композиции для извлечения углеводородов снижать межфазное поверхностное натяжение смеси углеводородов и текучих сред может быть оценено с использованием известных способов. В одном варианте исполнения значение межфазного поверхностного натяжения для смеси углеводородов и воды может быть определено с использованием тензиометра с вращающейся каплей. К смеси «углеводород/вода» может быть добавлено количество композиции для извлечения углеводородов, и может быть определено значение межфазного поверхностного натяжения для полученной текучей среды. Низкое значение межфазного поверхностного натяжения (например, менее, чем около 1 дины/см (10^{-3} Н/м)) может показывать, что композиция понизила по меньшей мере часть энергии поверхности между углеводородами и водой. Снижение энергии поверхности может указывать на то, что по меньшей мере часть смеси «углеводород/вода» может перемещаться по меньшей мере через часть углеводородсодержащего пласта.

В одном варианте исполнения композиция для извлечения углеводородов может быть добавлена к смеси «углеводород/вода», и может быть определено значение межфазного поверхностного натяжения. Межфазное поверхностное натяжение предпочтительно составляет менее, чем около 0,1 дины/см (10^{-4} Н/м). Сверхнизкое значение межфазного поверхностного натяжения (например, менее, чем около 0,01 дины/см (10^{-5} Н/м)) может показывать, что композиция для извлечения углеводородов снизила по меньшей мере часть поверхностного натяжения между углеводородами и водой так, что по меньшей мере часть углеводородов может перемещаться по меньшей мере через часть углеводородсодержащего пласта. По меньшей мере часть углеводородов может более легко передвигаться по меньшей мере через часть углеводородсодержащего пласта при сверхнизком межфазном поверхностном натяжении, чем углеводороды, которые были обработаны композицией, которая приводит к значению межфазного поверхностного натяжения, большему, чем 0,01 дины/см (10^{-5} Н/м) для текучих сред в пласте. Добавление композиции для извлечения углеводородов к текучим средам в углеводородсодержащем пласте, которое приводит к сверхнизкому значению межфазного поверхностного натяжения, может повышать эффективность, с которой углеводороды могут быть извлечены. Концентрация композиции для извлечения углеводородов в углеводородсодержащем пласте может быть сведена к минимуму для сокращения до минимума расходов на применение во время добычи.

В одном варианте исполнения способа обработки углеводородсодержащего пласта, композиция для извлечения углеводородов, включающая внутренний олефинсульфонат и снижающее вязкость соединение, может быть введена (например, закачана) в углеводородсодержащий пласт 100 через нагнетательную скважину 110, как изображено в Фиг. 1. Углеводородный пласт 100 может включать покрывающую породу 120, углеводородный слой 130 и подстилающую породу 140. Нагнетательная скважина 110 может включать отверстия 112, которые позволяют текучим средам вытекать через углеводородсодержащий пласт 100 на уровнях различной глубины. В определенных вариантах исполнения углеводородный слой 130 может быть на глубине менее, чем 1000 футов (305 м) ниже земной поверхности. В некоторых вариантах исполнения подстилающая порода 140 углеводородсодержащего пласта 100 может быть смачиваемой нефтью. В других вариантах исполнения в углеводородсодержащем пласте

100 может присутствовать вода с низкой соленостью.

Композиция для извлечения углеводородов может быть введена в пласт в количестве, рассчитанном на углеводороды, присутствующие в углеводородсодержащем пласте. Однако количество композиции для извлечения углеводородов может быть слишком малым для точной доставки в углеводородсодержащий пласт с использованием известных способов доставки (например, с помощью насосов). Для упрощения доставки малых количеств композиции для извлечения углеводородов в углеводородсодержащий пласт композиция для извлечения углеводородов может быть объединена с водой и/или рассолом для получения нагнетаемой текучей среды.

В одном варианте исполнения композицию для извлечения углеводородов подают в пласт, содержащий сырую нефть с тяжелыми компонентами, смешением ее с рассолом из пласта, из которого были извлечены углеводороды, или со свежей водой. Затем смесь нагнетают в углеводородсодержащий пласт.

В одном варианте исполнения композицию для извлечения углеводородов подают в углеводородсодержащий пласт 100 смешением ее с рассолом из пласта. Композиция для извлечения углеводородов предпочтительно составляет от около 0,01 до около 2,00% по весу от общего количества смеси «вода и/или рассол/композиция для извлечения углеводородов» (нагнетаемой текучей среды). Более важным является количество фактического активного вещества, которое присутствует в нагнетаемой текучей среде (активное вещество представляет собой поверхностно-активное вещество, здесь внутренний олефинсульфонат или содержащая его смесь). Так, количество внутреннего олефинсульфоната в нагнетаемой текучей среде может составлять от около 0,05 до около 1,0% по весу, предпочтительно от около 0,1 до около 0,8% по весу. Могло бы быть использовано больше, чем 1,0% по весу, но это, скорее всего, увеличило бы затраты без повышения эффективности. Затем нагнетаемую текучую среду закачивают в углеводородсодержащий пласт.

Композиция для извлечения углеводородов может взаимодействовать по меньшей мере с частью углеводородов в углеводородном слое 130. Взаимодействие композиции для извлечения углеводородов с углеводородным слоем 130 может снижать по меньшей мере часть межфазного поверхностного натяжения между различными углеводородами. Композиция для извлечения углеводородов может также снижать по меньшей мере часть межфазного поверхностного натяжения между одной или более текучими средами (например, водой, углеводородами) в пласте и подстилающей породе 140, одной или более текучими средами в пласте и в покрывающей породе 120, или в их комбинации.

В одном варианте исполнения композиция для извлечения углеводородов может взаимодействовать по меньшей мере с частью углеводородов и по меньшей мере с частью одной или более текучих сред в пласте, для снижения по меньшей мере части межфазного поверхностного натяжения между углеводородами и одной или более текучими средами. Снижение межфазного поверхностного натяжения может позволить по меньшей мере части углеводородов формировать эмульсию по меньшей мере с частью одной или более текучих сред в пласте. Значение межфазного поверхностного натяжения между углеводородами и одной или более текучими средами может быть изменено действием композиции для извлечения углеводородов до значения менее, чем около 0,1 дин/см (10^{-4} Н/м). В некоторых вариантах исполнения значение межфазного поверхностного натяжения между углеводородами и другими текучими средами в пласте может быть снижено композицией для извлечения углеводородов до уровня менее, чем около 0,05 дин/см (5×10^{-5} Н/м). В других вариантах исполнения значение

межфазного поверхностного натяжения между углеводородами и другими текучими средами в пласте может быть снижено композицией для извлечения углеводородов до уровня менее 0,001 дины/см (10^{-6} Н/м).

5 По меньшей мере часть смеси «композиция для извлечения углеводородов/ углеводород/текучие среды» может быть сделана подвижной к продуктивной скважине 150. Продукты, полученные из продуктивной скважины 150, могут включать, но не ограничиваются таковыми, компоненты композиции для извлечения углеводородов (например, длинноцепочечный алифатический спирт и/или соль длинноцепочечной алифатической кислоты), метан, монооксид углерода, воду, углеводороды, аммиак, 10 или их комбинации. Добыча углеводородов из углеводородсодержащего пласта 100 может быть повышена более чем на около 50% после того, как композиция для извлечения углеводородов была добавлена в углеводородсодержащий пласт.

В определенных вариантах исполнения углеводородсодержащий пласт 100 может быть предварительно обработан текучей средой для удаления углеводородов. Текучая 15 среда для удаления углеводородов может состоять из воды, пара, рассола, газа, жидких полимеров, вспененных полимеров, мономеров или их смесей. Текучая среда для удаления углеводородов может быть использована для обработки пласта перед тем, как в пласт будет введена композиция для извлечения углеводородов. В некоторых вариантах исполнения углеводородсодержащий пласт 100 может быть на глубине менее 20 1000 футов (305 м) от земной поверхности. В определенных вариантах исполнения текучая среда для удаления углеводородов может быть нагрета перед нагнетанием в углеводородсодержащий пласт 100. Текучая среда для удаления углеводородов может снижать вязкость по меньшей мере части углеводородов внутри пласта. Снижение вязкости по меньшей мере части углеводородов в пласте может повышать подвижность 25 по меньшей мере части углеводородов к продуктивной скважине 150. После того, как по меньшей мере часть углеводородов в углеводородсодержащем пласте 100 была сделана более подвижной, повторное нагнетание такой же или других текучих сред для удаления углеводородов может стать менее эффективным в мобилизации углеводородов 30 через углеводородсодержащий пласт. Низкая эффективность мобилизации может быть обусловлена тем, что текучие среды для удаления углеводородов создают более проницаемые зоны в углеводородсодержащем пласте 100. Текучие среды для удаления углеводородов могут проходить через проницаемые зоны в углеводородсодержащем пласте 100 и не взаимодействовать с оставшимися углеводородами и не повышать их подвижность. Таким образом, вытеснение более тяжелых углеводородов, 35 адсорбированных на подстилающей породе 140, со временем может сокращаться. В конечном итоге, пласт может рассматриваться как малопродуктивный или экономически нецелесообразный для добычи углеводородов.

В определенных вариантах исполнения нагнетание композиции для извлечения углеводородов после обработки углеводородсодержащего пласта текучей средой для 40 удаления углеводородов может повысить подвижность более тяжелых углеводородов, адсорбированных в подстилающей породе 140. Композиция для извлечения углеводородов может взаимодействовать с углеводородами для снижения межфазного поверхностного натяжения между углеводородами и подстилающей породой 140. Снижение межфазного поверхностного натяжения может быть таким, что углеводороды 45 делаются подвижными и извлекаются из продуктивной скважины 150. В некоторых вариантах исполнения углеводороды, добытые из продуктивной скважины 150, могут включать по меньшей мере часть компонентов композиции для извлечения углеводородов, текучую среду для удаления углеводородов, закачанную в скважину

для предварительной обработки, метан, диоксид углерода, аммиак, или их комбинации. Добавление композиции для извлечения углеводородов по меньшей мере к части малопродуктивного углеводородсодержащего пласта может продлить период эксплуатации скважины на углеводородсодержащем пласте. Добыча углеводородов из углеводородсодержащего пласта 100 может быть повышена больше чем на около 50% после того, как композиция для извлечения углеводородов была добавлена в углеводородсодержащий пласт. Повышение добычи углеводородов может увеличить экономическую эффективность углеводородсодержащего пласта.

Взаимодействие композиции для извлечения углеводородов по меньшей мере с частью углеводородов в пласте может снижать по меньшей мере часть межфазного поверхностного натяжения между углеводородами и подстилающей породой 140. Снижение по меньшей мере части межфазного поверхностного натяжения может повышать подвижность по меньшей мере части углеводородов через углеводородсодержащий пласт 100. Однако мобилизация по меньшей мере части углеводородов может не достигать экономически выгодной степени.

В одном варианте исполнения в углеводородсодержащий пласт 100, после обработки пласта композицией для извлечения углеводородов, через нагнетательную скважину 110 могут быть закачаны полимеры и/или мономеры для повышения подвижности по меньшей мере части углеводородов через пласт. Подходящие полимеры включают, но не ограничиваются таковыми, CIBA® ALCOFLOOD®, производимый фирмой Ciba Specialty Additives (Территаун, Нью-Йорк), Tramfloe®, производимый фирмой Tramfloc Inc. (Темпл, Аризона), и полимеры HE®, производимые фирмой Chevron Phillips Chemical Co. (Зе-Вудлендс, Техас). Взаимодействие между углеводородами, композицией для извлечения углеводородов и полимером может повышать подвижность по меньшей мере части углеводородов, остающихся в пласте, к продуктивной скважине 150.

Внутренний олефинсульфонат композиции является термически устойчивым и может быть использован в широком интервале температур. Композиция для извлечения углеводородов может быть добавлена к части углеводородсодержащего пласта 100, которая имеет среднюю температуру выше около 70°C, благодаря высокой термической устойчивости внутреннего олефинсульфоната.

В некоторых вариантах исполнения композиция для извлечения углеводородов может быть объединена по меньшей мере с частью текучей среды для удаления углеводородов (например, водой, растворами полимеров) для образования нагнетаемой текучей среды. Композиция для извлечения углеводородов может быть закачана в углеводородсодержащий пласт 100 через нагнетательную скважину 110, как изображено в Фиг. 2. Взаимодействие композиции для извлечения углеводородов с углеводородами в пласте может снижать по меньшей мере часть межфазного поверхностного натяжения между углеводородами и подстилающей породой 140. Снижение по меньшей мере части межфазного поверхностного натяжения может повышать подвижность по меньшей мере части углеводородов к выбранной секции 160 в углеводородсодержащем пласте 100 с образованием бассейна 170 углеводородов. По меньшей мере часть углеводородов может быть извлечена из бассейна 170 углеводородов в выбранной секции углеводородсодержащего пласта 100.

В других вариантах исполнения мобилизация по меньшей мере части углеводородов к выбранной секции 160 может не достигать экономически выгодной степени. В углеводородсодержащий пласт 100 могут быть закачаны полимеры для повышения подвижности по меньшей мере части углеводородов через пласт. Взаимодействие между по меньшей мере частью углеводородов, композицией для извлечения углеводородов

и полимерами может повышать подвижность по меньшей мере части углеводородов к продуктивной скважине 150.

В некоторых вариантах исполнения композиция для извлечения углеводородов может включать неорганическую соль (например, карбонат натрия (Na_2CO_3), гидроксид натрия, хлорид натрия (NaCl), или хлорид кальция (CaCl_2)). Добавление неорганической соли может содействовать диспергированию композиции для извлечения углеводородов во всей смеси «углеводород/вода». Усиленное диспергирование композиции для извлечения углеводородов может ослаблять взаимодействия на поверхности между углеводородом и водой. Применение щелочи (например, карбоната натрия, гидроксида натрия) может препятствовать адсорбции IOS на поверхности горной породы и может создавать естественные поверхностно-активные вещества с компонентами сырой нефти. Ослабленное взаимодействие может снижать межфазное поверхностное натяжение смеси и давать текучую среду, которая является более подвижной. Щелочь может быть добавлена в количестве от около 0,1 до 5% по весу.

Примеры

Пример 1

Этот Пример иллюстрирует применение снижающего вязкость соединения для уменьшения вязкости поверхностно-активных композиций высокоактивных веществ. Результаты показывают влияние разбавления растворителем высокоактивных поверхностно-активных веществ на вязкость при температуре 60°C и скорости сдвига 10 сек⁻¹. Высокоактивные поверхностно-активные вещества были разбавлены на 25%, рассчитанные как процентная доля всего образца. Результаты приведены в Таблице 1. Вязкость измеряли с использованием вискозиметра Брукфилда со шпинделем LV4.

Таблица 1

Поверхностно-активное вещество	Водопроводная вода	Этанол	Изобутиловый спирт	втор-Бутиловый спирт	DGBE
IOS 24-28, 63% активного вещества	18891 сантипуаз	833 сантипуаз	2540 сантипуаз	833 сантипуаз	1746 сантипуаз
IOS 20-24, 73% активного вещества	10993 сантипуаз	1190 сантипуаз	1389 сантипуаз	1389 сантипуаз	515 сантипуаз
IOS 15-18, 77,5% активного вещества	6270 сантипуаз	952 сантипуаз	2103 сантипуаз	1150 сантипуаз	1666 сантипуаз

DGBE = монобутиловый простой эфир диэтиленгликоля

Пример 2

Этот Пример иллюстрирует применение снижающих вязкость соединений для уменьшения вязкости высокоактивного вещества (66,3%) внутреннего C₁₉-23-олефинсульфоната (IOS 19-23). Этот материал имел вязкость 4900 сП при температуре 60°C и скорости сдвига 1 сек⁻¹. Результаты показывают влияние разбавления растворителем этого IOS 19-23 на вязкость при температуре 60°C и скорости сдвига 1 сек⁻¹. IOS 19-23 был разбавлен на 1, 5 и 10%, рассчитанных как процентная доля активного вещества. Результаты приведены в Таблице 2. Вязкость измеряли с использованием вискозиметра Брукфилда со шпинделем LV4.

Таблица 2

Добавка (% разбавления на активное вещество)	EGBE	DGBE	Этоксированный спирт Neodol 91-8
1	6000 сантипуаз	4100 сантипуаз	4900 сантипуаз
5	1700 сантипуаз	2500 сантипуаз	4800 сантипуаз
10	1100 сантипуаз	1000 сантипуаз	4400 сантипуаз

EGBE = 2-бутоксизтанол DGBE = монобутиловый простой эфир диэтиленгликоля

Формула изобретения

1. Способ обработки пласта, содержащего сырую нефть, включающий стадии, в которых:

(а) подают композицию для извлечения углеводородов по меньшей мере в часть содержащего сырую нефть пласта, причем композиция включает по меньшей мере два внутренних олефинсульфоната, выбранных из группы, состоящей из внутренних C₁₅-18-олефинсульфонатов, внутренних C₁₉₋₂₃-олефинсульфонатов, внутренних C₂₀-24-олефинсульфонатов и внутренних C₂₄₋₂₈-олефинсульфонатов, и по меньшей мере одно снижающее вязкость соединение, которое представляет собой изобутиловый спирт, этоксилированный C₂-C₁₂-спирт, 2-бутоксизтанол, бутиловый простой эфир диэтиленгликоля или их смесь; и

(б) обеспечивают композиции возможность взаимодействовать с углеводородами в содержащем сырую нефть пласте.

2. Способ по п.1, в котором композицию для извлечения углеводородов подают в содержащий сырую нефть пласт сначала смешением ее с водой и/или рассолом из пласта, из которого была извлечена сырая нефть, с образованием нагнетаемой текучей среды, причем внутренний олефинсульфонат составляет от 0,05 до 1,0% по весу, предпочтительно от 0,1 до 0,8% по весу от нагнетаемой текучей среды, и затем закачивают нагнетаемую текучую среду в пласт.

3. Способ по п.1 или 2, в котором снижающее вязкость соединение выбирают из группы, состоящей из изобутилового спирта, 2-бутоксизтанола, бутилового простого эфира диэтиленгликоля и их смесей.

4. Способ снижения вязкости композиции высокоактивного поверхностно-активного вещества, имеющей концентрацию активного вещества от 30 до 95%, включающий стадию, в которой композиция, включающая по меньшей мере два внутренних олефинсульфоната, выбранных из группы, состоящей из внутренних C₁₅-18-олефинсульфонатов, внутренних C₁₉₋₂₃-олефинсульфонатов, внутренних C₂₀-24-олефинсульфонатов и внутренних C₂₄₋₂₈-олефинсульфонатов, контактирует со снижающим вязкость соединением для получения композиции для извлечения углеводородов, причем снижающее вязкость соединение представляет собой изобутиловый спирт, этоксилированный C₂-C₁₂-спирт, 2-бутоксизтанол, бутиловый простой эфир диэтиленгликоля или их смесь.

5. Способ по п.5, в котором снижающее вязкость соединение выбирают из группы, состоящей из изобутилового спирта, 2-бутоксизтанола, бутилового простого эфира диэтиленгликоля и их смесей.

6. Способ по п.4 или 5, в котором композиция высокоактивного поверхностно-активного вещества имеет концентрацию активного вещества от 55 до 80%.

7. Способ по п.4 или 5, в котором снижающее вязкость соединение добавляют в количестве от 5 до 25%, рассчитанных как процентная доля активного вещества.

8. Способ по п.4 или 5, в котором снижающее вязкость соединение добавляют в количестве от 5 до 15%, рассчитанных как процентная доля активного вещества.

9. Способ по п.4 или 5, в котором композиция внутреннего олефинсульфоната включает C₂₀₋₂₄ IOS (внутренний олефинсульфонат).

10. Композиция для извлечения углеводородов, которая включает по меньшей мере

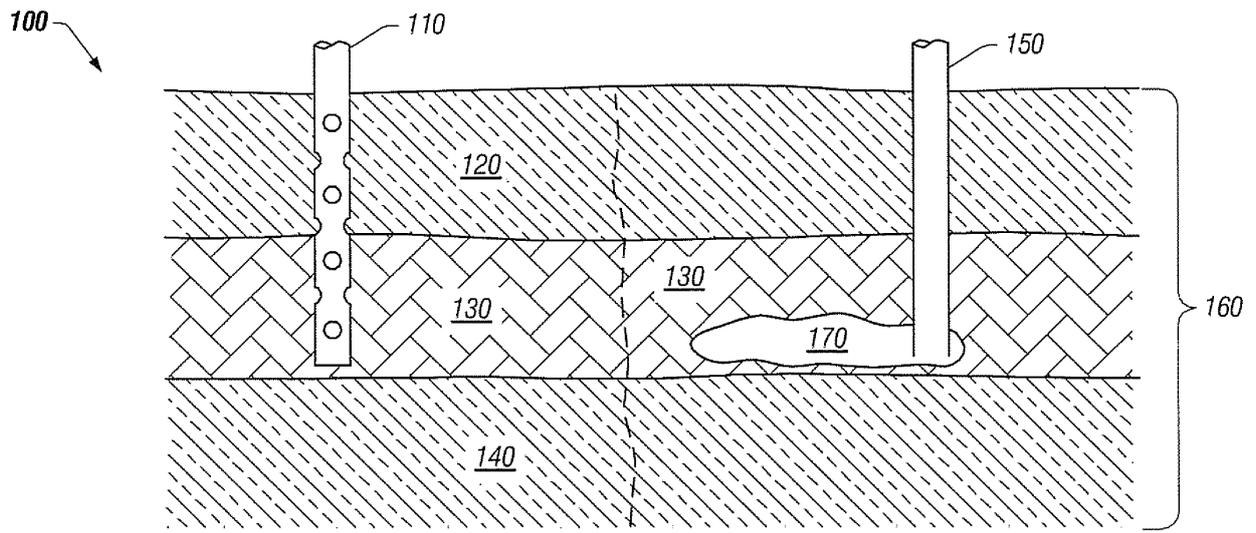
два внутренних олефинсульфоната, выбранных из группы, состоящей из внутренних C₁₅₋₁₈-олефинсульфонатов, внутренних C₁₉₋₂₃-олефинсульфонатов, внутренних C₂₀₋₂₄-олефинсульфонатов и внутренних C₂₄₋₂₈-олефинсульфонатов, и снижающее вязкость соединение, которое представляет собой изобутиловый спирт, этоксилированный C₂-C₁₂-спирт, 2-бутоксигэтанол, бутиловый простой эфир диэтиленгликоля или их смесь.

11. Композиция по п.10, в которой снижающее вязкость соединение представляет собой бутиловый простой эфир диэтиленгликоля.

12. Композиция по п.10 или 11, которая также включает щелочь в количестве от 0,1 до 5% по весу.

13. Композиция по п.10 или 11, в которой внутренний олефинсульфонат включает C₂₀₋₂₄ IOS (внутренний олефинсульфонат).

14. Композиция по п.10 или 11, в которой внутренний олефинсульфонат включает C₁₉₋₂₃ IOS (внутренний олефинсульфонат).



ФИГ. 2