

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039889**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.03.23

(51) Int. Cl. **C10G 1/04 (2006.01)**
E21B 43/24 (2006.01)

(21) Номер заявки
202090729

(22) Дата подачи заявки
2018.10.04

(54) **КОМПОЗИЦИЯ, СОДЕРЖАЩАЯ АЛКАНОЛАМИН И ПРОСТОЙ ЭФИР ГЛИКОЛЯ, ПРЕДНАЗНАЧЕННАЯ ДЛЯ УЛУЧШЕННОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ БИТУМА**

(31) **62/568,819**

(56) **WO-A1-2017222929**

(32) **2017.10.06**

US-A1-2008139418

(33) **US**

US-A1-2017241250

(43) **2020.08.31**

WO-A1-2018111342

(86) **PCT/US2018/054281**

(87) **WO 2019/070926 2019.04.11**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ДАУ ГЛОУБЛ ТЕКНОЛОДЖИЗ ЛЛК
(US)

(72) Изобретатель:
Прасад Викрам, Белл Кэрол Лайонс,
Мукерджи Биплаб (US)

(74) Представитель:
Веселицкая И.А., Веселицкий М.Б.,
Кузенкова Н.В., Каксис Р.А., Белоусов
Ю.В., Куликов А.В., Кузнецова Е.В.,
Соколов Р.А., Кузнецова Т.В. (RU)

(57) В изобретении описан способ извлечения битума из нефтеносных песков. Нефтеносные пески могут быть добыты путем открытой разработки и транспортированы на участок для обработки или их можно обработать непосредственно при добыче *in situ* в месторождениях нефтеносных песков, расположенных слишком глубоко, чтобы можно было использовать открытую разработку. В изобретении специально описано проведение стадии обработки нефтеносных песков композицией, включающей алканоламин и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля.

B1

039889

039889

B1

Область техники, к которой относится изобретение

Варианты осуществления относятся к извлечению битума из нефтеносных песков. Точнее, они относятся к улучшенному способу извлечения битума из нефтеносных песков путем открытой разработки или путем извлечения *in situ*. Усовершенствованием является применение в качестве вспомогательного средства для извлечения композиции, включающей алканоламин и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля, в воде и/или паре, использующихся в способе извлечения битума.

Уровень техники

Месторождения нефтеносных песков встречаются во всем мире, однако больше всего их в Канаде, Венесуэле и Соединенных Штатах Америки. Эти нефтеносные пески содержат значительные количества тяжелой нефти, обычно называемой битумом. Битум можно извлечь из этих нефтеносных песков и очистить с получением синтетической нефти или с прямым получением нефтепродуктов. Затруднение, связанное с обработкой битума, заключается в том, что он обычно является чрезвычайно вязким, иногда до такой степени, что он является скорее твердым веществом, чем жидкостью. Таким образом, битум обычно не обладает текучестью, характерной для менее вязкой или легкой сырой нефти.

Поскольку битум по природе является вязким, его невозможно добыть из скважины, пробуренной в нефтеносных песках, как в случае более легкой сырой нефти. Это невозможно, поскольку битум просто не течет без предварительного нагревания, разбавления и/или переработки. Поскольку обычные методики добычи нефти бурением являются неподходящими для добычи битума, в течение нескольких десятилетий разработано несколько методик экстракции и обработки нефтеносных песков с извлечением битума. В случае малоглубинных месторождений нефтеносных песков типичная методика включает поверхностную экстракцию или добычу и затем последующую обработку нефтеносных песков для извлечения битума.

Разработка методик поверхностной экстракции (открытая разработка) особенно интенсивно проводилась на поле Атабаска в Канаде. В этих методиках открытой разработки нефтеносные пески добывают, например, путем открытой разработки с предварительным удалением вскрышных пород или открытой разработки карьерным способом с использованием шагающих экскаваторов, роторных экскаваторов и в недавнее время с использованием ковшовых экскаваторов и самосвалов. Затем нефтеносные пески транспортируют на предприятие для обработки и извлечения битума из песков. Эти методики обычно включают использование растворителя некоторого типа, чаще всего воды или пара, хотя также используют другие растворители, такие как углеводородные растворители.

После выемки грунта на поле Атабаска обычно используют методику экстракции горячей водой, в которой нефтеносные пески смешивают с водой при температурах, находящихся в диапазоне примерно от 35 до 75°C, при недавнем усовершенствовании, заключающемся в понижении необходимой температуры в сторону нижней части этого диапазона. С нефтеносными песками можно смешать экстрагирующий агент, такой как гидроксид натрия (NaOH), поверхностно-активные вещества и/или воздух.

Воду добавляют к нефтеносным пескам для получения взвеси нефтеносных песков, к которой можно добавить добавки, такие как NaOH, которую затем транспортируют в экстракционную установку, обычно по трубопроводу. Взвесь перемешивают в сосуде для разделения, и вода, и NaOH обеспечивают высвобождение битума из нефтеносных песков. Захваченный водой и посредством NaOH воздух присоединяется к битуму, это позволяет битуму всплыть на поверхность взвеси и образовать пену. Содержащую битум пену дополнительно обрабатывают для удаления остаточных количеств воды и мелких частиц, которыми обычно являются мелкие частицы песка и глины. Затем битум отправляют на хранение до проведения дополнительной обработки или сразу обрабатывают химическим образом или путем смешивания с более легкими нефтяными продуктами и транспортируют по трубопроводу для переработки с получением синтетической сырой нефти. К сожалению, эту методику невозможно использовать для более глубоко расположенных слоев нефтеносных песков.

Проводимые *in situ* методики, например, в которых используют пар, можно использовать для извлечения битума из более глубоко залегающей нефти при скважинной добыче. По оценкам, примерно 80% нефтеносных песков в Альберте и почти все нефтеносные пески Венесуэлы находятся слишком глубоко под землей, чтобы можно было использовать открытую разработку карьерным способом.

С использованием описанных выше методик связаны большие затраты, экологические затруднения и проблемы безопасности. Так, например, использование больших количеств пара требует больших затрат энергии, и необходимы обработка и удаление больших количеств воды. В настоящее время для экстракции и обработки нефтеносных песков необходимо несколько баррелей воды в пересчете на каждый баррель полученной нефти. Открытая разработка с предварительным удалением вскрышных пород и последующая обработка приводят к получению не полностью очищенного песка, при этом для возможности его возвращения в окружающую среду необходима дополнительная обработка. Кроме того, использование большого количества щелочи при открытой разработке является не только опасным производственным фактором, но и способствует образованию мелких частиц глины в хвостах, удаление которых является основной экологической проблемой. Таким образом, сохраняется необходимость эффективных, безопасных и экономичных методик для извлечения битума из нефтеносных песков.

Краткое изложение сущности изобретения

Варианты осуществления относятся к способу извлечения битума, включающему обработку нефтеносных песков композицией, включающей, в основном состоящей из или состоящей из (i) алканоламина и (ii) простого эфира гликоля, где проводят обработку нефтеносных песков, добытых путем открытой разработки, или проводят обработку нефтеносных песков при добыче *in situ* в подземном месторождении.

В одном варианте осуществления способа извлечения битума, описанного выше в настоящем изобретении, алканоламин (i), предлагаемый в настоящем изобретении, описывается следующей формулой:



в которой R обозначает линейную алкильную группу, содержащую от 4 до 8 атомов углерода, от 5 до 8 атомов углерода и/или 6 атомов углерода, при условии, что группа $-\text{NH}_2$ и/или группа $-\text{OH}$ независимо может быть присоединена к первичному или вторичному атому углерода.

Предпочтительно, если алканоламином является гексаноламин, 6-амино-1-гексанол, 8-амино-1-октанол или их смеси. Алканоламин может содержаться в композиции в количестве, составляющем от 10 до 90 мас.% в пересчете на полную массу композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля.

Кроме того, простой эфир гликоля представляет собой содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля (ii), описываемый следующей формулой:



в которой R_1 обозначает линейную, разветвленную, циклическую алкильную, фенильную или алкилфенильную группу, содержащую 4 или большее количество атомов углерода, предпочтительно *n*-бутил, *n*-пентил, 2-метил-1-пентил, *n*-гексил, *n*-гептил, *n*-октил, 2-этилгексил, 2-пропилгептил, фенил или циклогексил;

n равно от 1 до 3, 1 или 2.

Так, например, содержащими концевые этиленоксидные группы простыми эфирами гликолей могут являться содержащий концевые этиленоксидные группы простой *n*-бутиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой *n*-пентиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой *n*-гексиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой *n*-гептиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой *n*-октиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой фениловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой циклогексиловый эфир или их смеси. Содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля может содержаться в композиции в количестве, составляющем от 90 до 10 мас.% в пересчете на полную массу композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля.

В одном варианте осуществления способа извлечения битума, описанного выше в настоящем изобретении, отношение массы алканоламина к массе простого эфира гликоля может составлять 50:50.

В другом варианте осуществления способ извлечения битума, проводимый путем открытой разработки, описанный выше в настоящем изобретении, включает стадии i) открытой разработки нефтеносных песков, ii) получения водной взвеси нефтеносных песков, iii) обработки водной взвеси алканоламином и содержащим концевые этиленоксидные группы простым эфиром гликоля, iv) перемешивания обработанной водной взвеси, v) переноса перемешанной обработанной водной взвеси в резервуар для разделения и vi) отделения битума от водной части, предпочтительно если содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля содержится в водной взвеси в количестве, составляющем от 0,01 до 10 мас.% в пересчете на массу нефтеносных песков.

В другом варианте осуществления способ извлечения битума, проводимый путем добычи *in situ*, описанный выше в настоящем изобретении, включает стадии i) обработки подземного месторождения нефтеносных песков путем нагнетания в буровую скважину пара, содержащего алканоламин и содержащего концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля, и/или композицию, включающую содержащий концевые пропиленоксидные группы простой эфир гликоля; и ii) извлечения битума из буровой скважины, предпочтительно, если концентрация содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля в паре составляет от 0,01 до 10 мас.%.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 представлена фотография образца разбавленного битума, обработанного композицией примера, предлагаемой в настоящем изобретении, и образцов разбавленного битума, обработанных композициями примеров, не соответствующими настоящему изобретению.

На фиг. 2 представлен график межфазного поверхностного натяжения (МПН) при двух температурах для образца разбавленного битума, обработанного композицией примера, предлагаемой в настоящем изобретении, и образцов разбавленного битума, обработанных композициями примеров, не соответствующими настоящему изобретению.

Подробное описание вариантов осуществления

Термины "битум" и "тяжелая нефть" в настоящем изобретении используют взаимозаменяемым об-

разом, и использование одного термина включает оба термина. Способ извлечения битума может включать обеспечение доступа к находящемуся под землей битуму, извлечение битума из подземного песка и затем извлечение битума из подземного участка на поверхность земли. Так, например, нефтеносные пески можно извлечь путем открытой разработки и транспортировать на участок для обработки. Отделение битума и/или тяжелой нефти от нефтеносных песков можно провести по двум методикам, но не ограничиваясь только ими: открытая разработка и/или извлечение *in situ*, иногда называющееся скважинной добычей. Методики *in situ* можно использовать при скважинной добыче для извлечения более глубоко залегающей нефти. По оценкам, примерно 80% нефтеносных песков в Альберте и почти все нефтеносные пески Венесуэлы находятся слишком глубоко под землей, чтобы можно было использовать открытую разработку карьерным способом. Необходимая информация приведена в публикации "Understanding Water-Based Bitumen Extraction from Athabasca Oil Sands", J. Masliyah, et al., Canadian Journal of Chemical Engineering, Volume 82, August 2004.

Основные стадии при извлечении битума путем открытой разработки могут включать экстракцию, обработку пены, обработку хвостов и переработку. Стадии являются взаимосвязанными; операции по добыче оказывают влияние на экстракцию, и экстракция, в свою очередь, влияет на операции переработки. Основные стадии обработки *in situ* для извлечения битума из нефтеносных песков могут включать нагнетание пара в скважину, извлечение битума из скважины и разбавление извлеченного битума, например, конденсатом для транспортировки по трубопроводам.

Используемая при скважинной добыче циклическая стимуляция паром (ЦСП) представляет собой проводимую *in situ* методику "пароциклической обработки скважины", в которой пар нагнетают в скважину при температуре, равной от 250 до 400°C. Пар продвигается вверх и нагревает битум, уменьшая его вязкость. Скважине дают осесть в течение дней или недель и затем горячую нефть, смешанную с конденсированным паром, выкачивают в течение недель или месяцев. Затем процедуру повторяют.

Паровой гравитационный дренаж (ПГД) является другой проводимой *in situ* методикой, в которой в нефтеносных песках бурят две горизонтально расположенные скважины, одну в нижней части месторождения и другую на 5 м выше нее. Скважины бурят группами вне центральных слоев. Эти скважины могут простираться на мили во всех направлениях. Пар нагнетают в верхнюю скважину, расплавляя таким образом битум, который затем течет в нижнюю скважину. Затем полученную жидкую нефть, смешанную с конденсированным паром, выкачивают на поверхность. Типичная степень извлечения имеющейся в наличии нефти составляет от 40 до 60%.

При проведении промышленных операций извлечения битума нефтеносный песок можно добыть в карьере с использованием самосвалов и ковшовых экскаваторов. Добытые нефтеносные пески транспортируют на участок для обработки. Стадия экстракции включает измельчение комков нефтеносного песка и их смешивание с (рециркуляционной технологической) водой в смесительных камерах, баках с перемешиванием, циклических подающих устройствах или конических дробилках с получением кондиционированной взвеси нефтеносных песков. Кондиционированную взвесь нефтеносных песков можно направить в гидротранспортные трубопроводы или во вращающиеся барабаны, в которых комки нефтеносного песка подвергают сдвиговому воздействию и происходит уменьшение их размера. Внутри вращающихся барабанов и/или гидротранспортных трубопроводов битум можно извлечь, или "высвободить", или "освободить" от частиц песка. Во время проведения стадии получения взвеси можно добавить химические добавки; примеры таких химических веществ, известных в данной области техники, приведены, например, в US 2008/0139418 во всей его полноте, включенном в настоящее изобретение в качестве ссылки. При проведении операций рабочая температура взвеси может находиться в диапазонах от 35 до 75°C и/или от 40 до 55°C.

Во вращающихся барабанах и гидротранспортных трубопроводах к битуму присоединяется захваченный или введенный воздух и образуется пена. На стадии обработки пены аэрированный битум всплывает, и затем его снимают с поверхности взвеси. Это можно осуществить в обладающих большим размером сосудах для гравитационного разделения, обычно называющихся сосудах для первичного разделения (СПР), разделительными ячейками (РЯ) или первичными разделительными ячейками (ПРЯ). Небольшое количество капель битума (обычно неаэрированного битума), оставшихся во взвеси, можно дополнительно извлечь с использованием принудительной флотации воздухом в механических флотационных ячейках и сосудах для извлечения нефтяных хвостов или с использованием циклосепараторов и гидроциклонов. При промышленных операциях полная степень извлечения битума может составлять от 88 до 95% от исходного имеющегося количества нефти. Извлеченный битум в форме пены может содержать примерно 60% битума, 30% воды и 10% твердых веществ.

Содержащую битум пену, извлеченную и необработанную, затем можно деаэрировать и разбавить (смешать) с растворителями для обеспечения достаточной разности плотностей воды и битума и для уменьшения вязкости битума. Разбавление растворителем (например, нефтью или гексаном) облегчает удаление твердых веществ и воды из содержащей битум пены с использованием отстойников с наклонными пластинами, центробежных сепараторов и/или центрифуг. Если парафиновый разбавитель (растворитель) используют при достаточно высоком отношении количества разбавителя к количеству битума, то

происходит частичное осаждение асфальтенов. Это может привести к образованию сложных агрегатов, которые захватывают воду и твердые вещества в разбавленной содержащей битум пене. Таким образом, гравитационное разделение существенно улучшается, и потенциально устраняется необходимость использования центробежных сепараторов или центрифуг.

На стадии обработки хвостов поток хвостов, выходящий из установки для экстракции, поступает в пруд для хвостов для разделения системы твердые вещества - жидкость. Осветленную воду можно рециркулировать из пруда обратно в установку для экстракции. Для ускорения обработки хвостов к созревшим мелким хвостам можно добавить гипс для объединения мелкодисперсных частиц с крупным песком с получением нерасплаивающейся смеси. Эту методику можно назвать методикой с объединенными (компазитными) хвостами (КХ). КХ удаляют геотехническим образом, это улучшает их дальнейшее обезвоживание и конечное извлечение. Хвосты, выходящие из установки для экстракции, обязательно пропускают через центробежный сепаратор, при этом поток, выходящий из верхней части (мелкие хвосты), закачивают в загустители, а поток, выходящий из нижней части циклона (крупные хвосты), в пруд для хвостов. Мелкие хвосты можно обработать с помощью флокулянтов, затем загустить и закачать в пруд для хвостов. Кроме того, можно использовать технологию с образованием пасты (добавление флокулянтов/полиэлектролитов) или сочетание методики с КХ и технологии с получением пасты для быстрого высвобождения воды и рециркулирования воды, содержащейся в КХ, в установку для экстракции с целью извлечения битума из нефтеносных песков.

На заключительной стадии извлеченный битум можно переработать. При переработке или добавляют водород, или удаляют углерод для получения сбалансированного более легкого углеводорода, который является более ценным и который легче очистить. При проведении процедуры переработки также удаляют загрязнения, такие как тяжелые металлы, соли, кислород, азот и сера. Процедура переработки включает одну или большее количество стадий, таких как следующие: перегонка, где различные соединения разделяют на основании физических характеристик, коксование, гидроконверсия, деасфальтизация растворителем для увеличения значения отношения количества водорода к количеству углерода и гидрообработка, при которой удаляют загрязнения, такие как сера.

В одном варианте осуществления усовершенствованием, внесенным в способ извлечения битума из нефтеносные пески, является введение нефтеносных песков, содержащих битум, во взаимодействие с композицией, включающей (i) алканоламин и (ii) простой эфир гликоля, предпочтительно содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфира гликоля, в основном состоящей или состоящей из них. Композицию, которая включает основу - алканоламин и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфира гликоля, можно добавить в качестве добавки к воде и/или пару при проведении способа извлечения битума (путем открытой разработки или обработки *in situ*). Режим нагнетания пара может включать один или большее количество следующих: вытеснение паром, парообработка или циклическое нагнетание пара с использованием программы для одной или множества скважин. В дополнение к одной или большему количеству методик нагнетания пара, описанных выше в настоящем изобретении, можно использовать заводнение.

Алканоламины (i), предлагаемые в настоящем изобретении, описываются следующей формулой:

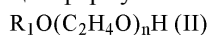


в которой R обозначает линейную алкильную группу, содержащую от 4 до 8 атомов углерода (например, от 5 до 8 атомов углерода и/или 6 атомов углерода), при условии, что группа $-\text{NH}_2$ и/или группа $-\text{OH}$ независимо может быть присоединена к первичному или вторичному атому углерода. Типичные алканоламины включают 6-амино-1-гексанол, 8-амино-1-октанол и их смеси.

Алканоламин (i) может содержаться в композиции (за исключением любой воды и/или пара, которые можно добавить к композиции во время проведения способа извлечения битума) в количестве, большем или равном 10 мас.%, большем или равном 20 мас.%, большем или равном 30 мас.%, большем или равном 40 мас.% и/или большем или равном 50 мас.% в пересчете на суммарную массу алканолamina (i) и простого эфира гликоля (ii).

Алканоламин (i) может содержаться в композиции (за исключением любой воды и/или пара, которые можно добавить к композиции во время проведения способа извлечения битума) в количестве, меньшем или равном 90 мас.%, меньшем или равном 80 мас.%, меньшем или равном 70 мас.%, меньшем или равном 60 мас.% и/или меньшем или равном 50 мас.% в пересчете на суммарную массу алканолamina (i) и простого эфира гликоля (ii).

Содержащие концевые этиленоксидные группы простые эфиры гликоля (ii), предлагаемые в настоящем изобретении, описываются следующей формулой:



в которой R_1 обозначает линейную, разветвленную, циклическую алкильную, фенильную или алкилфенильную группу, содержащую 4 или большее количество атомов углерода, предпочтительно н-бутил, н-пентил, 2-метил-1- пентил, н-гексил, н-гептил, н-октил, 2-этилгексил, 2-пропилгептил, фенил или циклогексил;

n равно от 1 до 3, от 1 до 2, 1.

При использовании ниже в настоящем изобретении термин "содержащие концевые этиленоксидные группы простые эфиры гликолей" означает, что концевая этиленоксидная группа содержит от 1 до 3 этиленоксидных звеньев. Типичными содержащими концевые этиленоксидные группы простыми эфирами гликолей являются содержащий концевые этиленоксидные группы простой н-бутиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой н-пентиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой н-гексиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой н-гептиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой н-октиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой фениловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой циклогексильный эфир или их смеси.

Простой эфир гликоля (ii) может содержаться в композиции (за исключением любой воды и/или пара, которые можно добавить к композиции во время проведения способа извлечения битума) в количестве, меньшем или равном 90 мас.%, меньшем или равном 80 мас.%, меньшем или равном 70 мас.%, меньшем или равном 60 мас.% и/или меньшем или равном 50 мас.% в пересчете на суммарную массу алканоламина (i) и простого эфира гликоля (ii).

Простой эфир гликоля (ii) может содержаться в композиции (за исключением любой воды и/или пара, которые можно добавить к композиции во время проведения способа извлечения битума) в количестве, большем или равном 10 мас.%, большем или равном 20 мас.%, большем или равном 30 мас.%, большем или равном 40 мас.% и/или большем или равном 50 мас.% в пересчете на суммарную массу алканоламина (i) и простого эфира гликоля (ii).

Композиция может включать алканоламины (i) и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля (ii), состоять из них и/или в основном состоять из них. Отношение массы алканоламинов (i) к массе содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля (ii) в композиции может составлять от 10:90 до 90:10, от 20:80 до 80:20, от 30:70 до 70:30, от 40:60 до 60:40, от 45:55 до 55:45 и т.п. В типичном варианте осуществления отношение массы алканоламина (i) к массе содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля (ii) в композиции составляет 50:50. Композицию можно смешать по меньшей мере с одним, выбранным из числа следующих: вода и пар, например, с получением раствора. Раствор можно смешать с нефтеносными песками с получением водной взвеси.

Выраженное в мас.% количество по меньшей мере одного, выбранного из числа следующих: вода и пар, в композиции может быть большим или равным 0,01 мас.%, большим или равным 0,1 мас.%, большим или равным 0,4 мас.%, большим или равным 0,5 мас.%, большим или равным 0,6 мас.%, большим или равным 0,8 мас.%, большим или равным 0,9 мас.%, и/или большим или равным 1,0 мас.% в пересчете на полную массу композиции и воды и/или пара (за исключением массы нефтеносных песков). Выраженное в мас.% количество по меньшей мере одного, выбранного из числа следующих: вода и пар, в композиции может быть меньшим или равным 40 мас.%, меньшим или равным 30 мас.%, меньшим или равным 20 мас.%, меньшим или равным 10 мас.%, меньшим или равным 5 мас.%, меньшим или равным 3 мас.%, меньшим или равным 2 мас.%, меньшим или равным 1,5 мас.% и/или меньшим или равным 1 мас.% в пересчете на полную массу композиции и воды и/или пара (за исключением массы нефтеносных песков).

В типичных вариантах осуществления композицию алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля можно добавить к взвеси нефтеносных песков в неразбавленном виде или в виде водного раствора, обладающего концентрацией содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля, составляющей от 0,01 до 10 мас.% в пересчете на полную массу раствора композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля (за исключением по меньшей мере одного, выбранного из числа следующих: вода и/или пар). Так, например, в случае открытой разработки содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля может содержаться в водной взвеси нефтеносных песков в количестве, составляющем от 0,01 до 10 мас.% (например, от 0,1 до 5 мас.%, от 0,1 до 3 мас.%, от 0,1 до 2 мас.%, от 0,1 до 1 мас.% и/или от 0,3 до 0,6 мас.%) в пересчете на массу нефтеносных песков.

В типичном варианте осуществления смесь, включающую раствор алканоламина/содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля и взвесь нефтеносного песка (например, полученного при открытой разработке), можно перемешивать в течение от 5 мин до 4 ч и/или в течение 1 ч или менее. Смесь, включающую раствор алканоламина/содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля и взвесь нефтеносных песков, можно нагреть до температуры, большей или равной 35°C, большей или равной 40°C, большей или равной 55°C и/или большей или равной 60°C. Так, например, смесь, включающую раствор алканоламина/содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля и взвесь нефтеносных песков, можно нагреть до температуры, меньшей или равной 100°C, меньшей или равной 80°C и/или меньшей или равной 75°C.

Как указано выше в настоящем изобретении, взвесь, обработанную композицией алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля, можно перенести в резервуар для разделения, обычно содержащий разбавленный раствор детергента, в котором битум и тяжелую

нефть отделяют от водной части. Твердые вещества и водную порцию можно дополнительно обработать для удаления любого дополнительного количества свободных органических веществ.

В другом типичном варианте осуществления битум извлекают из нефтеносных песков при скважинной добыче, где композицию алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля, описанную выше в настоящем изобретении, можно добавить к нефтеносным пескам посредством обработки *in situ* месторождений нефтеносных песков, которые расположены слишком глубоко, чтобы можно было использовать открытую разработку. Двумя наиболее распространенными методиками извлечения при добыче *in situ* являются циклическая стимуляция паром (ЦСП) и паровой гравитационный дренаж (ПГД). В методике ЦСП можно использовать и вертикально расположенные, и горизонтально расположенные скважины, при этом поочередно нагнетают пар и откачивают нагретый битум на поверхность, формируя цикл, включающий нагнетание, нагревание, течение и извлечение. В методике ПГД используют пары горизонтально расположенных скважин, которые находятся друг над другом в продуктивной зоне битума. Верхнюю скважину можно использовать для нагнетания пара, создавая постоянно нагреваемую камеру, внутри которой нагретый битум под действием силы тяжести течет в нижнюю скважину, в которой проводят извлечение битума. Однако разработаны новые технологии, такие как извлечение паровой экстракцией (ИПЭ) и холодная добыча тяжелой нефти с песком (ХДТНП).

Усовершенствованием, внесенным в способ извлечения битума из нефтеносных песков, является добавление композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля во время стадии получения взвеси. Сортированный материал можно при перемешивании добавить в резервуар для взвеси и объединить с композицией алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля.

Основные стадии обработки *in situ* для извлечения битума из нефтеносных песков включают: нагнетание пара в скважину, извлечение битума из скважины и разбавление извлеченного битума, например, конденсатом для транспортировки по трубопроводам.

В соответствии с этой методикой в способе извлечения битума из месторождений подземных нефтеносных песков композицию алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля применяют в качестве добавки для пара. Режим нагнетания пара может включать один или большее количество следующих: вытеснение паром, парообработка или циклическое нагнетание пара с использованием программы для одной или множества скважин. В дополнение к одной или большему количеству методик нагнетания пара, описанных выше в настоящем изобретении, можно использовать заводнение.

Пар можно нагнетать в месторождение нефтеносных песков через нагнетательную скважину и в случае, если образуются пластовые флюиды, включающие пластовые и закачиваемые флюиды, через соседнюю эксплуатационную скважину или посредством противотока в нагнетательную скважину.

В месторождениях нефтеносных песков для приведения битума в движение может понадобиться температура пара, равная не менее 180°C, соответствующая давлению, равному 150 фунт-сила/дюйм (1,0 МПа) или выше. Соответственно, нагнетаемый поток, включающий смесь композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля и пара, можно вводить в месторождение при температуре, находящейся в диапазоне от 150 до 300°C и/или от 180 до 260°C. Конкретные температура и давление пара, используемые в способе, предлагаемом в настоящем изобретении, зависят от таких определенных характеристик месторождения, как глубина, пластовое давление, толщина продуктивной зоны и вязкость битума, и таким образом, их определяют для каждого месторождения.

Может быть предпочтительным нагнетание композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля одновременно с паром для обеспечения максимального количества содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля, в действительности перемещающегося вместе с паром. В некоторых случаях может быть желательным до или после подачи нагнетаемого потока, включающего смесь пара и композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля, подавать нагнетаемый поток, включающий только пар. В этом случае во время нагнетания только пара температуру пара можно повысить до превышающей 260°C. Термин "пар" при использовании в настоящем изобретении означает включающий перегретый пар, насыщенный пар и пар, обладающий паросодержанием, равным менее 100%.

Для ясности отметим, что термин "пар, обладающий паросодержанием, равным менее 100%" означает пар, содержащий жидкую водную фазу. Паросодержание определено, как выраженное в мас.% количество сухого пара, содержащегося в единице массы смеси пар-жидкость. Термин "насыщенный пар" используют в качестве синонима термина "пар, обладающий паросодержанием, равным 100%". Термин "перегретый пар" означает пар, который нагрет до температуры, превышающей температуру равновесия пар-жидкость. Если используют перегретый пар, то предпочтительно, если до добавления композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля пар перегревают до температуры, на 5-50°C превышающей температуру равновесия пар-жидкость.

Композицию алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля

можно добавить к пару в неразбавленном виде или в виде концентрированного раствора. Если ее добавляют в виде концентрированного раствора, то ее можно добавить в виде 1-99 мас.% раствора в воде. Предпочтительно, если композицию алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля в основном испаряют и направляют в месторождение в виде аэрозоля или тумана. И в этом случае наиболее оптимальным является обеспечение максимального количества алканоламина и/или содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля, перемещающихся вместе с паром в месторождение.

Предпочтительно, если композицию алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля нагнетают периодически или непрерывно с паром, чтобы нагнетаемый поток, включающий смесь пара и композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля попадали в скважину в породе через общую систему труб. Скорость добавления композиции алканоламин/содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля регулируют таким образом, чтобы поддерживать в паре предпочтительную концентрацию содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля, составляющую от 0,01 до 10 мас.%. Скорость нагнетания пара для типичного месторождения нефтеносных песков может являться такой, чтобы обеспечить количество пара, достаточное для продвижения через породу со скоростью, равной от 1 до 3 фут/сутки.

Для того чтобы эффективные добавки для ПГД считались пригодными, они должны удовлетворять многим требованиям. Основными критериями пригодности добавки являются способность добавки перемещаться вместе с паром и попадать к неизвлеченному *in situ* битуму в месторождении породы, благоприятным образом взаимодействовать с системой вода/битум/пласт для улучшения извлечения битума и не оказывать неблагоприятного воздействия на проводимые операции. Из числа этих трех критериев требование того, чтобы добавка испарялась при используемых при ПГД рабочих температурах и перемещалась с паром, ограничивает выбор и рассмотрение разных химических веществ для использования в технологии ПГД. Так, например, хотя известно, что многие обладающие высокой молекулярной массой поверхностно-активные вещества способствуют улучшению извлечения нефти, их не рассматривают в качестве добавок для ПГД, поскольку они не способны перемещаться с паром вследствие высокой температуры кипения. Однако исключением являются многие содержащие концевые этиленоксидные группы простые эфиры гликолей и/или содержащие концевые пропиленоксидные группы простые эфиры гликолей, которые обладают температурой кипения, превышающей температуру кипения воды. В исследованиях фазового равновесия показано более благоприятное распределение материалов этого класса в паровой фазе (т.е. в паре), чем распределение в жидкой фазе (т.е. в воде). Уникальная способность лучшего распределения в паре является следствием способности многих содержащих концевые этиленоксидные группы простых эфиров гликолей и/или содержащих концевые пропиленоксидные группы простых эфиров гликолей образовывать азеотропные смеси вода-добавка, в особенности, если они содержатся при низкой концентрации, и поэтому многие из них, включая указанные в этом варианте осуществления, могут перемещаться с паром.

В способе извлечения битума обработку (введение нефтеносных песков во взаимодействие с композицией, которая включает алканоламин (i) и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля (ii)) можно провести до смешивания композиции по меньшей мере с одним, выбранным из числа следующих: вода и/или пар, или одновременно с этим. Кроме того, извлечение битума можно провести после обработки.

В типичном варианте осуществления способ извлечения битума может включать (a) нагнетание пара и/или водного раствора в подземный участок, содержащий битум, пар и/или водный раствор включает алканоламин (i) и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля (ii); и (b) извлечение по меньшей мере части битума из подземного участка на поверхность земли. В другом типичном варианте осуществления способ извлечения битума может включать (a) открытую разработку нефтеносных песков; (b) проводимое на поверхности земли получение пара и/или водного раствора, включающего алканоламин (i) и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля (ii); (c) обработку добытых нефтеносных песков паром и/или водным раствором, включающим алканоламин (i) и содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля (ii); и (d) извлечение по меньшей мере части битума.

Примеры

Образец разбавленного битума ("дилбит") готовят путем объединения битума, додекана и толуола с получением смеси состава 75/12,5/12,5 (мас.%).

Сравнительный пример А представляет собой 1 мас.% раствор моногексилового эфира диэтиленгликоля (простой эфир гликоля, обладающий структурой II, в которой R₁ обозначает гексил и n равно 2), выпускающегося под торговым названием Hexyl CARBITOL™ фирмой The Dow Chemical Company, в деионизированной воде.

Сравнительный пример В представляет собой 1 мас.% раствор гексаноламина (алканоламин, обладающий структурой I, в которой R обозначает гексил), выпускающегося под торговым названием 6-амино-1-гексанол фирмой Sigma Aldrich, в деионизированной воде.

Сравнительный пример С представляет собой 1 мас.% раствор пропаноламина (алканоламин, обладающий структурой I, в которой R обозначает пропил), выпускающегося под торговым названием 3-амино-1-пропанол фирмой Sigma Aldrich, в деионизированной воде.

Сравнительный пример D представляет собой 0,5 мас.% раствор моногексилового эфира диэтиленгликоля, использующегося в сравнительном примере А, и 0,5 мас.% раствор пропаноламина, использующегося в сравнительном примере С, в деионизированной воде.

Сравнительный пример Е представляет собой деионизированную воду.

Рабочий пример 1 представляет собой 0,5 мас.% раствор моногексилового эфира диэтиленгликоля, использующегося в сравнительном примере А, и 0,5 мас.% раствор гексаноламина, использующегося в сравнительном примере В, в деионизированной воде.

По 680 мкл каждого раствора помещают в сосуды объемом 1 мл. Затем сверху к каждому раствору добавляют 120 мкл дилбита. Сосуды нагревают до 70°C в роботизированной секции, формирующей изображение, и им в течение 20 мин дают прийти в равновесие. Получают изображение, затем сосуды энергично встряхивают в роботизированном устройстве для получения изображения в течение 15 с и через 1 ч после встряхивания получают второе изображение. Результаты представлены на фиг. 1. Затем определяют интенсивности водной субфазы путем вычитания фонового изображения, обрезки изображения, определения порога интенсивности пикселей с использованием алгоритма вычисления порога методом Оцу и вычисления средней интенсивности с учетом оставшихся пикселей, интенсивность пикселей указана в виде значения, равного от 0 (прозрачный) до 255 (мутный). Результаты, полученные для сравнительных примеров, представлены в таблице.

Сравнительный пример	А	В	С	Д	Е	1
Рабочий пример						
Интенсивность	21,4	76,7	56,4	63,8	2,3	114

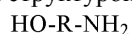
Из представленных в таблице и на фиг. 1 результатов видно, что использование раствора рабочего примера 1 обеспечивает существенно улучшенные значения интенсивности.

Также проводили исследование межфазного поверхностного натяжения (МПН) с использованием работающего при высокой температуре, высоком давлении тензиометра с висящей каплей при двух разных температурах (Т=110 и 170°C) для растворов сравнительных примеров А, В и Е и примера 1. Результаты в виде графика приведены на фиг. 2.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

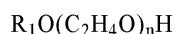
1. Способ извлечения битума, способ включает проведение обработки путем введения нефтеносных песков во взаимодействие с композицией, включающей:

(i) алканоламин, обладающий следующей структурой:



в которой R обозначает линейную алкильную группу, содержащую от 4 до 8 атомов углерода, при условии, что группа -NH₂ и/или группа -ОН независимо может быть присоединена к первичному или вторичному атому углерода и

(ii) содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля, обладающий следующей структурой:



в которой R₁ обозначает линейную, разветвленную, циклическую алкильную, фенильную или алкилфенильную группу, содержащую 4 или большее количество атомов углерода, выбранную из н-бутила, н-пентила, 2-метил-1-пентила, н-гексила, н-гептила, н-октила, 2-этилгексила, 2-пропилгептила, фенила или циклогексила;

n равно от 1 до 3,

где проводят обработку нефтеносных песков, добытых путем открытой разработки, или проводят обработку при добыче in situ.

2. Способ по п.1, дополнительно включающий смешивание композиции по меньшей мере с одним, выбранным из числа следующих: вода и пар; и извлечение битума после проведения обработки.

3. Способ по п.1, в котором проводят обработку нефтеносных песков, добытых путем открытой разработки, и способ дополнительно включает:

i) открытую разработку нефтеносных песков;

ii) получение водной взвеси нефтеносных песков, которая содержит композицию, с получением обработанной водной взвеси;

iii) перемешивание обработанной водной взвеси с получением перемешанной обработанной водной взвеси;

iv) перенос перемешанной обработанной водной взвеси в резервуар для разделения;

v) проводимое в резервуаре для разделения отделение битума от водной части.

4. Способ по п.3, в котором содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля

содержится в водной взвеси в количестве, составляющем от 0,01 до 10 мас.% в пересчете на массу нефтеносных песков.

5. Способ по п.1, в котором проводят обработку нефтеносных песков, извлеченных путем добычи *in situ*, и способ дополнительно включает:

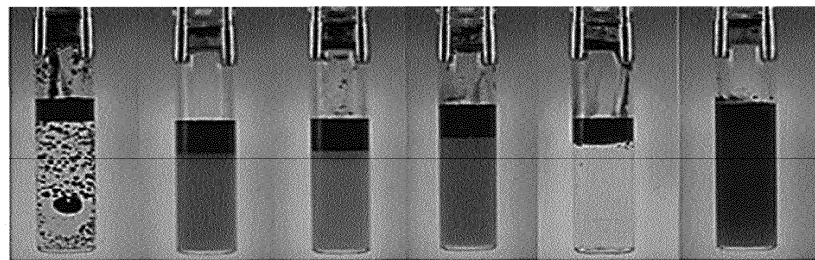
- i) нагнетание в буровую скважину пара, содержащего композицию; и
- ii) извлечение битума из буровой скважины.

6. Способ по п.5, в котором содержащий концевые этиленоксидные группы простой эфир гликоля содержится в паре в количестве, составляющем от 0,01 до 10 мас.% в пересчете на полную массу пара и композиции.

7. Способ по любому из пп.1-3, 5, 6, в котором отношение массы алканоламина к массе содержащего концевые этиленоксидные группы простого эфира гликоля в композиции составляет от 10:90 до 90:10.

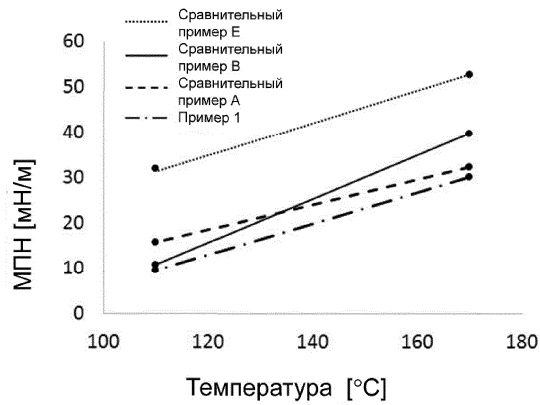
8. Способ по любому из пп.1-7, в котором алканоламином является 6-амино-1-гексанол, 8-амино-1-октанол или их смеси.

9. Способ по любому из пп.1-8, в котором содержащим концевые этиленоксидные группы простым эфиром гликоля является содержащий концевые этиленоксидные группы простой *n*-бутиловый эфир, содержащий концевые этиленоксидные группы простой *n*-гексиловый эфир или их смеси.



Сравнительный пример А Сравнительный пример В Сравнительный пример С Сравнительный пример D Сравнительный пример E Пример 1

Фиг. 1



Фиг. 2

