

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **042633**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.03.07

(21) Номер заявки
202190093

(22) Дата подачи заявки
2019.06.28

(51) Int. Cl. **C09K 8/58** (2006.01)
C09K 8/592 (2006.01)
E21B 43/24 (2006.01)
C10G 1/04 (2006.01)

(54) **ДОБАВКИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ УЛУЧШЕННОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ БИТУМА**

(31) **62/691,713**

(32) **2018.06.29**

(33) **US**

(43) **2021.05.18**

(86) **PCT/US2019/039847**

(87) **WO 2020/006422 2020.01.02**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ДАУ ГЛОУБЛ ТЕКНОЛОДЖИЗ ЛЛК
(US)**

(72) Изобретатель:

**Уитем Коул А., Дженкинс
Роксання М., Мухерджи Биплаб (US)**

(74) Представитель:

**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)**

(56) **WO-A1-2018017221
WO-A1-2018111342
WO-A1-2014099466
WO-A1-2015148296
WO-A1-2015143034**

(57) В изобретении описан способ извлечения битума, который включает введение битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C, и извлечение битума. Битум может содержаться в нефтеносных песках, при этом стадия введения во взаимодействие включает введение нефтяных песков, содержащих битум, во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином. Введение битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином и извлечение битума можно провести *in situ* в подземном пласте.

B1

042633

042633

B1

Область техники, к которой относится изобретение

Изобретение относится к извлечению битума. Точнее, настоящее изобретение относится к добавкам, предназначенным для улучшенного извлечения битума путем открытой разработки или путем извлечения *in situ*.

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 определен как любая жидкая нефть, обладающая плотностью, равной менее 20 градусов АНИ (Американский нефтяной институт). 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 более 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 нефтеносные пески обычно добывают 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. Для извлечения битума из более глубоко залегающей нефти при скважинной добыче необходимо использовать проводимые *in situ* методики. 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.

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. К сожалению, при использовании методики "пароциклической обработки скважины" для обеспечения накопления подающейся перекачке нефти необходимо прекращение работ на участке на несколько недель. В дополнение к высоким затратам, связанным с нагнетанием пара, использование методики ЦСП обычно обеспечивает степень извлечения имеющейся в наличии нефти, составляющую от 20 до 25%.

Паровой гравитационный дренаж (ПГД) является другой проводимой *in situ* методикой, в которой в нефтеносных песках бурят две горизонтально расположенные скважины, одну в нижней части месторо-

ждения 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%.

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 приводит 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 способов, предназначенных для улучшения извлечения битума из нефтеносных песков.

Краткое изложение сущности изобретения

Настоящее изобретение относится к улучшенному способу извлечения битума, который включает обработку битума, включая нефтеносные пески, содержащие битум, конкретными полиаминами, описанными в настоящем изобретении. Способ, предлагаемый в настоящем изобретении, является подходящим для извлечения битума из нефтеносных песков, добытых путем открытой разработки, или проводят обработку нефтеносных песков *in situ* при добыче в подземном месторождении.

Точнее, варианты осуществления настоящего изобретения включают способ извлечения битума, который включает введение битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C, и извлечение битума, введенного во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином. В различных вариантах осуществления битум может содержаться в нефтеносных песках и стадия введения во взаимодействие включает введение нефтяных песков, содержащих битум, во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином и извлечение битума из нефтяных песков. В одном варианте осуществления стадию введения битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином и извлечение битума проводят *in situ* в подземном пласте. Альтернативно, стадию введения битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином и извлечение битума проводят по методике извлечения *ex situ*.

В вариантах осуществления, описанных в настоящем изобретении, может существовать порядок, в котором битум вводят во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C. Так, например, в одном варианте осуществления способ, предлагаемый в настоящем изобретении, включает объединение органического амина с паром и/или водой с получением экстрагирующей композиции и введение битума во взаимодействие с экстрагирующей композицией для уменьшения вязкости битума. В альтернативном варианте осуществления способ может включать первое введение битума во взаимодействие с органическим амином и затем второе введение битума и органического амина во взаимодействие с паром и/или водой. Как указано выше, битум может содержаться в нефтеносных песках и стадия введения во взаимодействие включает введение нефтяных песков, содержащих битум, во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином так, как это описано выше, и стадию извлечения из нефтяных песков.

В различных вариантах осуществления органический амин содержится в паре и/или воде при концентрации, равной вплоть до 5 массовых процентов (мас.%) в пересчете на суммарную массу пара и/или воды и органического амина.

Подробное описание изобретения

Настоящее изобретение относится к улучшенному способу извлечения битума, который включает обработку нефтеносных песков, содержащих битум, конкретным полиамином, описанным в настоящем изобретении. Способ, предлагаемый в настоящем изобретении, является подходящим для извлечения битума из нефтеносных песков, добытых путем открытой разработки (обработка *ex situ*), или проводят обработку нефтеносных песков *in situ* при добыче в подземном месторождении.

Варианты осуществления настоящего изобретения включают способ извлечения битума, который включает введение битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C, и извлечение битума, введенного во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином. Органический амин, предлагаемый в настоящем изобретении, может способствовать увеличению степени извлечения битума при использовании ряда методик извлечения, включая методику, являющуюся частью методики парового гравитационного дренажа (ПГД), а также другие описанные в настоящем изобретении.

В разных вариантах осуществления, описанных в настоящем изобретении, органический амин, предлагаемый в настоящем изобретении, обладает температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C. В предпочтительных вариантах осуществления органический амин, обладающий этой характеристикой, включает такие, которые представляют собой органические полиамины. Органический полиамин можно определить различным образом, однако для задач настоящего изобретения органический полиамин определен, как органическое соединение, содержащее более двух аминогрупп, обладающее алифатическими или ароматическими цепями. Алифатические цепи могут включать линейные цепи, разветвленные цепи, циклические цепи или их комбинации. Для задач настоящего изобретения предпочтительно, если органический полиамин, обладающий температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C, выбран из группы, состоящей из следующих: диэтилентриамин, N,N,N',N'',N'''-пентаметилдиэтилентриамин, аминоэтилпиперазин; гексаметилентетрамин; бис(гексаметилен)триамин; 1,3,5-бензолтриамин; диэтилентриамин, триэтилентетрамин, тетраэтиленпентамин, аминоэтилпиперазин, бис(гексаметилен)триамин, полилизин, полиорнитин, полиаллиламин, дипропилен-триамин, трипропилентетрамин, 1,2-бис(3-аминопропиламино)этан, бис(гексаметилен)триамин, гистамин, агматин, цитозин; полимеры этилендиамина, триэтилентетрамин, трибутилтетрамин, тетраэтилпентамин, пентаэтилгексамин, гексаэтилгептамин, гептаэтилоктамин, бис-гексаметилтриамин и их комбинации. В одном варианте осуществления органическим амином предпочтительно является гексаметилентетрамин.

Отделение битума и/или тяжелой нефти от нефтеносных песков проводят по двум методикам, но не ограничиваясь только ими: открытая разработка и/или извлечение *in situ*, иногда называемое скважинной добычей. Проведение открытой разработки и последующее извлечение битума, предлагаемое в настоящем изобретении, способствует проведению методики извлечения *ex situ*, в отличие от методики обработки *in situ*, также описанной в настоящем изобретении. В методике извлечения *ex situ* нефтеносные пески можно извлечь путем открытой разработки или путем открытой разработки с предварительным удалением вскрышных пород и транспортировать на участок для обработки.

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 включают: 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.

При проведении промышленных операций извлечения битума нефтеносный песок обычно добывают 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 направляют 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 типичных операций рабочая температура взвеси находится в диапазоне от 35 до 75°C, предпочтительно 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 осуществляют в обладающих большим размером сосудах для гравитационного разделения, обычно называемых сосудах для первичного разделения (СПР), разделительными ячейками (РЯ) или первичными разделительными ячейками (ПРЯ). Небольшие количества 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 обычно составляет от 88 до 95% от исходного имеющегося количества нефти. Извлеченный битум в форме пены обычно содержит примерно 60% битума, 30% воды и 10% твердых веществ.

Затем извлеченную содержащую битум пену деаэрируют и разбавляют (смешивают) 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 приводит к образованию сложных агрегатов, которые захватывают воду и твердые вещества в разбухшей 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 центробежного сепаратора (крупные хвосты), в пруд для хвостов. Мелкие хвосты обрабатывают 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.

Способы, предлагаемые в настоящем изобретении, можно применять для извлечения битума при проведении методики извлечения *ex situ*, описанной выше. Так, например, в одном варианте осуществления настоящего изобретения усовершенствованием, внесенным в способ извлечения битума из нефтеносных песков, является добавление органического амина, обладающего температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C, описанного выше, во время проведения стадии приготовления взвеси. Сортированный материал при перемешивании добавляют в резервуар для взвеси и объединяют с органическим амином, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C.

Органический амин можно добавить к воде, содержащейся во взвеси нефтеносных песков, в неразбавленном виде или в виде экстрагирующей композиции. Если органический амин добавляют в виде экстрагирующей композиции, то его сначала объединяют (например, смешивают) с паром и/или водой и затем вводят во взаимодействие с битумом и проводят последующее извлечение битума. В различных вариантах осуществления органический амин содержится в воде при концентрации, равной вплоть до 5 массовых процентов (мас.%) в пересчете на суммарную массу воды и органического амина. Так, например, органический амин содержится в воде при концентрации, равной от 100 частей на миллион (част./млн) до 5 мас.% (50000 част./млн) в пересчете на суммарную массу воды и органического амина. Предпочтительно, органический амин содержится в воде при концентрации, равной от 0,01 до 1 мас.% в пересчете на суммарную массу воды и органического амина.

Смесь, содержащую раствор органического амина и взвесь нефтеносного песка, обычно перемешивают в течение от 5 мин до 4 ч, предпочтительно в течение 1 ч или менее. Предпочтительно, если смесь, содержащую раствор органического амина и взвесь нефтеносного песка, нагревают до температуры, равной 35°C или выше, более предпочтительно равной 40°C или выше, более предпочтительно равной 55°C или выше, более предпочтительно равной 60°C или выше. Предпочтительно, если смесь, содержащую раствор органического амина и взвесь нефтеносного песка, нагревают до температуры, равной 100°C или ниже, более предпочтительно равной 80°C или ниже и более предпочтительно равной 75°C или ниже.

Как указано выше в настоящем изобретении, взвесь, обработанную органическим амином, можно перенести в резервуар для разделения, обычно содержащий разбухший раствор детергента, в котором битум и тяжелую нефть отделяют от водной части. Твердые вещества и водную часть можно дополнительно обработать для удаления любого дополнительного количества свободных органических веществ.

В другом варианте осуществления настоящего изобретения битум извлекают из нефтеносных песков *in situ* в подземном пласте, где битум, содержащийся в нефтеносных песках, вводят во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином, как это описано выше, для обеспечения возможности извлечения битума. 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).

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 со способом, предлагаемым в настоящем изобретении, в способе проводимого *in situ* извлечения битума из месторождения подземных нефтеносных песков органический амин применяют в качестве добавки для пара и/или воды. 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.

В вариантах осуществления настоящего изобретения может существовать порядок, в котором битум вводят во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C. Так, например, в одном варианте осуществления способ, предлагаемый в настоящем изобретении, включает объединение органического амина с паром и/или водой с получением экстрагирующей композиции и введение битума во взаимодействие с экстрагирующей композицией для уменьшения вязкости битума при осуществлении способа *in situ*, предлагаемого в настоящем изобретении. В альтернативном варианте осуществления способ может включать первое проводимое *in situ* введение битума во взаимодействие с органическим амином и затем второе проводимое *in situ* введение битума и органического амина во взаимодействие с паром и/или водой.

Как описано в предыдущих абзацах, органический амин можно добавить к находящимся подземном пласте нефтеносным пескам в неразбавленном виде или в виде экстрагирующей композиции, описанной в настоящем изобретении. В различных вариантах осуществления органический амин содержится в паре и/или воде при концентрации, равной вплоть до 5 мас.% в пересчете на суммарную массу пара и/или воды и органического амина. Так, например, органический амин содержится в паре и/или воде при концентрации, равной от 100 частей на миллион (част./млн) до 5 мас.% (50000 част./млн) в пересчете на суммарную массу пара и/или воды и органического амина. Предпочтительно, если органический амин содержится в паре и/или воде при концентрации, равной от 0,01 до 1 мас.% в пересчете на суммарную массу пара и/или воды и органического амина.

Пар обычно нагнетают 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 большинстве месторождений нефтеносных песков для приведения битума в движение необходима температура пара, равная не менее 180°C, соответствующая давлению, равному 150 фунт-сила/дюйм² (1,0 МПа), или выше. Предпочтительно, если органический амин вводят в месторождение при температуре, находящейся в диапазоне от 150 до 300°C, более предпочтительно от 180 до 260°C. Конкретные температура и давление пара, использующиеся 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.

Предпочтительно, если органический амин нагнетают одновременно с паром и/или водой для обеспечения максимального количества органического амина, в действительности перемещающегося вместе с паром. В некоторых случаях может быть желательным до или после нагнетания органического амина вместе с паром и/или водой 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 органического амина пар перегревают до температуры, на 5-50°C превышающей температуру равновесия пар-жидкость.

Органический амин можно добавить к нефтеносным пескам *in situ* в подземном пласте в неразбавленном виде или в виде экстрагирующей композиции, описанной в настоящем изобретении. Если органический амин добавляют в виде экстрагирующей композиции, то его сначала объединяют (например,

смешивают) с паром и/или водой и затем вводят во взаимодействие с битумом и проводят последующее извлечения битума. После введения битума во взаимодействие с экстрагирующей композицией она способствует уменьшению вязкости битума. Предпочтительно, если органический амин в основном испаряют и направляют в месторождение в виде аэрозоля или тумана. И в этом случае наиболее оптимальным является обеспечение максимального количества органического амина, перемещающегося вместе с паром в месторождение.

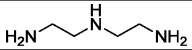
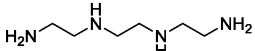
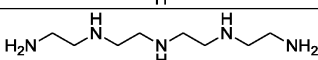
Предпочтительно, если органический амин нагнетают периодически или непрерывно с паром, чтобы нагнетаемый поток, включающий смесь пара и органического амина, попадал в скважину в породе через общую систему труб. Скорость добавления органического амина регулируют таким образом, чтобы поддерживать концентрацию органического амина, равную вплоть до 5 мас.% в пересчете на суммарную массу пара и/или воды и органического амина. 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.

Способ, предлагаемый в настоящем изобретении, также может включать использование дополнительных добавок вместе с органическим амином, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C. Примеры таких добавок включают, но не ограничиваются только ими, амины, амины простых эфиров гликолей и спирты, такие добавки могут содержаться в количествах, составляющих вплоть до 10 мас.% в пересчете на суммарную массу органического амина, добавки, пара и/или воды.

Примеры

Все органические полиамины, представленные в таблице ниже, выпускаются фирмой Sigma-Aldrich, если не указано иное.

Конкретные полиамины и их структуры

1	Диэтиленetriамин (ДЭТА)	
2	Триэтилентетрамин (ТЭТА)	
3	Тетраэтиленпентамин (ТЭПА)	
4	Тяжелый полиамин X (ТПА X)	сложная смесь линейных, разветвленных и циклических этиленаминов (The Dow Chemical Company)
5	Пиперазин (по определению не является полиамином, но используется в настоящем изобретении для сопоставления)	
6	Аминоэтилпиперазин (АЭП)	
7	Гексаметилентетрамин	

Исследование с использованием реакторов высокого давления для параллельных реакций (РВП).

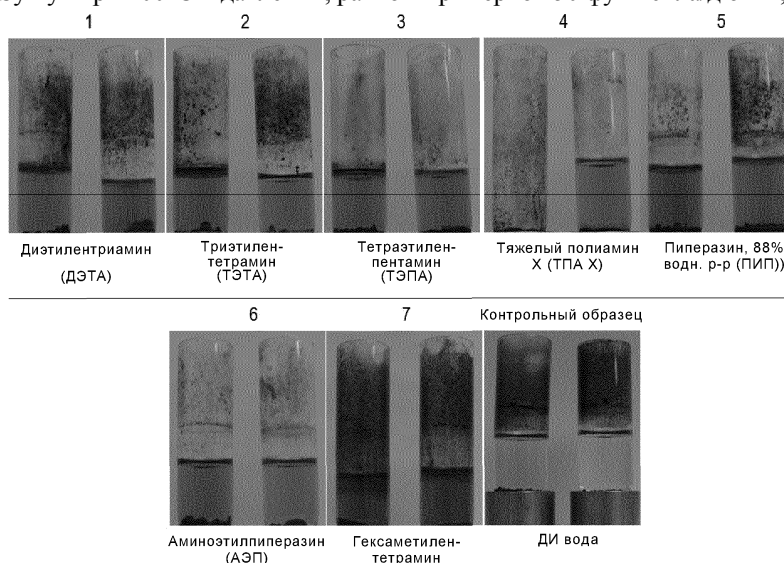
Готовили первый набор образцов для каждого из полиаминов, представленных в таблице, путем проводимого в стеклянном сосуде объемом 12 мл смешивания примерно 0,5 грамма (г) нефтеносного песка, 5 миллилитров (мл) деионизированной (ДИ) воды и 0,05 г полиамина. Сосуд неплотно закрывали крышкой и образец помещали в конвекционную печь и выдерживали при температуре, равной 120°C, в течение 45 мин. Через 45 мин печь выключали и образцу давали медленно охладиться до комнатной температуры (23°C). После охлаждения образец помещали на белый фон и получали изображение образца. Проводили контрольный эксперимент так, как это описано выше, но без добавления полиамина к образцу.

Готовили второй набор образцов, как это описано выше, причем каждый образец помещали в реакторы высокого давления для параллельных реакций (РВП) Syntex и выдерживали при 200°C и давлении, равном примерно 150 фунт-сила/дюйм², в течение 1 ч. Эти условия проведения реакций являются типичными минимальными параметрами пара, необходимыми для приведения битума в движение в месторождении нефти при использовании методик парового гравитационного дренажа (ПГД). Через 1 ч образец охлаждали и получали изображение образца.

Считалось, что полиамины оказывают благоприятное влияние на высвобождение битума из нефтеносного песка, если количество свободной нефти, прилипшей к стенкам стеклянного сосуда, находящейся выше уровня жидкости, и мутность воды являлись более существенными, чем в случае контрольного образца. Существенная мутность водной фазы указывает на высвобождение нефти из нефтеносных песков в воду, и это считается благоприятным для лучшей степени извлечения.

Изображения образцов являлись следующими: для каждого образца сосуд, расположенный слева, является образцом из первого набора образцов (образец выдерживали в конвекционной печи при 120°C в те-

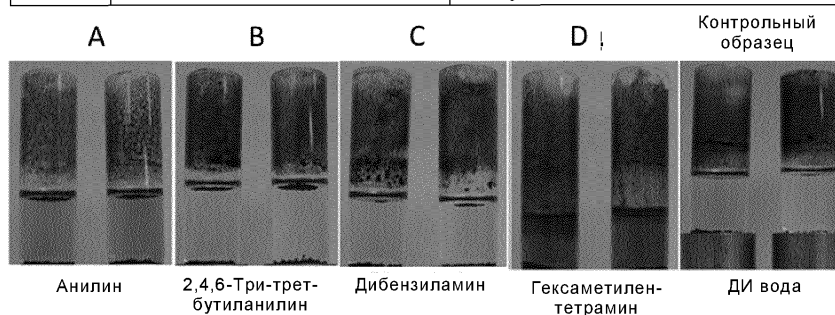
чение 45 мин) и сосуд, расположенный справа, является образцом из второго набора образцов (образец выдерживали в РВП Sutyx при 200°C и давлении, равном примерно 150 фунт-сила/дюйм², в течение 1 ч).



Таким образом, на основании визуального наблюдения можно заключить, что количество свободной нефти, высвободившейся и прилипшей к стенке сосуда, и нефти, высвободившейся в водную фазу, является более существенным в присутствии полиамина, чем в присутствии пиперазина и в случае контрольного образца (т.е. при отсутствии полиамина).

Сравнительные примеры (СП):

СП	Химическое название	Структура
A	Анилин	<chem>Nc1ccccc1</chem>
B	2,4,6-Три-трет-бутиланилин	<chem>CN(C)(C)c1c(C(C)(C)C)c(C(C)(C)C)cc1C(C)(C)C</chem>
C	Дибензиламин	<chem>N(Cc1ccccc1)Cc2ccccc2</chem>
D	Гексаметилентетрамин	<chem>C1CN2CN(C1)CN2</chem>



Таким образом, на основании визуального наблюдения можно заключить, что количество свободной нефти, высвободившейся и прилипшей к стенке сосуда, и нефти, высвободившейся в водную фазу, является более существенным в присутствии полиамина, чем в присутствии ароматических аминов (анилина, 2,4,6-три-трет-бутиланилина и дибензиламина) и в случае контрольного образца (т.е. при отсутствии полиамина).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ извлечения битума, включающий введение битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином, который выбирают из группы, состоящей из следующих: диэтилентриамин, N,N,N',N'',N'''-пентаметилдиэтилентриамин, аминоэтилпиперазин; гексаметилентетрамин; бис(гексаметилен)триамин; диэтилентриамин, триэтилентетрамин, тетраэтиленпентамин, аминоэтилпиперазин, бис(гексаметилен)триамин, полилизин, полиорнитин, полиаллиламин, дипропилентриамин, трипропилентетрамин, 1,2-бис(3-аминопропиламино)этан, бис(гексаметилен)триамин, гистамин, агматин, цитозин; полимеры этилендиамина, триэтилентетрамин, трибутилтетрамин, тетраэтилпентамин, пентаэтилгексамин, гексаэтилгептамин, гептаэтилоктамин, бис-гексаметилтриамин и их комбинации, обладающим температурой кипения при давлении, равном 1 атм., равной выше 145°C, и извлечение битума.

2. Способ по п.1, дополнительно включающий объединение органического амина с паром и/или водой с получением экстрагирующей композиции; и введение битума во взаимодействие с экстрагирующей композицией для уменьшения вязкости битума.

3. Способ по п.1, дополнительно включающий первое введение битума во взаимодействие с органическим амином и затем второе введение битума и органического амина во взаимодействие с паром и/или водой.

4. Способ по любому из пп.1-3, в котором битум содержится в нефтеносных песках и стадия введения во взаимодействие включает введение нефтяных песков, содержащих битум, во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином; и извлечение битума из нефтяных песков.

5. Способ по любому из пп.1-4, в котором введение битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином и извлечение битума проводят *in situ* в подземном пласте.

6. Способ по любому из пп.1-4, в котором введение битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином и извлечение битума проводят по методике извлечения *ex situ*.

7. Способ по любому из пп.1-6, в котором органический амин содержится в паре и/или воде при концентрации, равной вплоть до 5 массовых процентов (мас.%) в пересчете на суммарную массу пара и/или воды и органического амина.

8. Способ по любому из пп.1-7, в котором стадии введения битума во взаимодействие с паром и/или водой и органическим амином и стадия извлечения битума являются частью методики парового гравитационного дренажа (ПГД).

