

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **037125**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2021.02.09**

(21) Номер заявки  
**201792277**

(22) Дата подачи заявки  
**2011.02.03**

(51) Int. Cl. *E21B 43/24* (2006.01)  
*E21B 43/22* (2006.01)  
*C09K 8/592* (2006.01)

---

(54) **СПОСОБ ДОБЫЧИ С НАГНЕТЕНИЕМ РАСТВОРИТЕЛЯ**

---

(31) **2691889**

(32) **2010.02.04**

(33) **СА**

(43) **2018.02.28**

(62) **201290752; 2011.02.03**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**СТАТОЙЛ АСА (NO)**

(72) Изобретатель:  
**Альвестад Йостейн, Лажиске Орели,  
Гилье Эймунд (NO)**

(74) Представитель:  
**Медведев В.Н. (RU)**

(56) US-A1-20030000711  
US-A1-20080017372  
WO-A1-2008009114

(57) Способ добычи углеводорода, такого как битум/сверхтяжелая нефть, из содержащего углеводороды пласта, в котором расположены верхняя нагнетательная скважина и нижняя продуктивная скважина, при этом способ содержит этапы предварительного подогрева области вокруг скважин и между ними путем осуществления циркуляции горячего растворителя через законченный интервал каждой из скважин до достижения достаточной гидравлической связи между обеими скважинами; нагнетания одного или нескольких растворителей углеводородов в верхнюю нагнетательную скважину при критической или более высокой температуре растворителя или растворяющей смеси, в результате чего побуждают смесь углеводорода и растворителя стекать под действием силы тяжести в нижнюю продуктивную скважину; и доставляют углеводород на поверхность через нижнюю продуктивную скважину.

**В1**

**037125**

**037125**  
**В1**

### Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к способу нагнетания растворителя при добыче битума и сверхтяжелой нефти (СТН).

### Предпосылки создания изобретения

Современные способы добычи включают в себя парогравитационное дренирование (ПГД) и вариант его с сопутствующим нагнетанием растворителя. Другим способом является так называемый процесс N-Solv, разработанный корпорацией N-Solv.

Парогравитационное дренирование (Albahlani A.V., Babadagli T., "A critical review of the status of SAGD: Where are we and what is next?", SPE 113283, 2008 SPE Western Regional, Bakersfield, California) представляет собой способ добычи битума и сверхтяжелой нефти, который восходит по времени к 1960 гг. Пробуривают пару скважин, одну над другой. Верхнюю скважину используют для нагнетания водяного пара, по желанию совместно с растворителем. Нижнюю скважину используют для сбора горячего битума или сверхтяжелой нефти и конденсированной воды из водяного пара. Нагнетаемый водяной пар образует камеру, объем которой в пласте возрастает. Водяной пар нагревает нефть/битум и снижает ее/его вязкость так, что она/он может втекать в нижнюю скважину. Высвобождаемые при этом газы поднимаются в камеру для водяного пара, заполняя свободное пространство, оставшееся нефтью. В соответствии с гравитационным режимом пласта поток нефти и воды стекает в нижний ствол скважины. Конденсированную воду и битум или сверхтяжелую нефть выкачивают на поверхность. Степень извлечения может составлять от 70 до 80%. Парогравитационное дренирование экономически более выгодно, чем старый способ нагнетания водяного пара под давлением.

Вариант способа парогравитационного дренирования с сопутствующим нагнетанием растворителя (Gupta S., Gittings S., Picherack P., "Insight into some key issues with solvent aided process", JCPT, February 2003, vol. 43, №2) нацелен на улучшение характеристик парогравитационного дренирования путем ввода растворяющих углеводороды добавок в нагнетаемый водяной пар. Рабочие условия способа с сопутствующим нагнетанием растворителя аналогичны рабочим условиям парогравитационного дренирования.

В способе N-Solv (Nenniger J.E., Gunnewiek L., "Dew point vs bubble point: A misunderstood constraint on gravity drainage processes", CIPC 2009, paper 065; Nenniger J.E., Dunn S.G., "How fast is solvent based gravity drainage", CIPC 2008, paper 139) подогретый пар растворителя нагнетают в камеру гравитационного дренажа. Пар протекает из нагнетательной скважины к более холодному периметру камеры, где он конденсируется, отдавая теплоту, а свежий растворитель направляется в область извлечения битума. В пластовых условиях температура и давление при извлечении в способе N-Solv ниже, чем температура и давление при извлечении способом парогравитационного дренирования. Кроме того, при использовании растворителя можно извлекать из битума ценные компоненты и при этом оставлять высокомолекулярные, образующие кокс частицы. Затем конденсированный растворитель и нефть стекают под действием силы тяжести в нижнюю часть камеры и извлекаются через продуктивную скважину. Некоторые подробности способов извлечения растворителя описаны в патентных документах СА 2351148, СА 2299790 и СА 2552482.

### Определение изобретения

В самом широком смысле настоящим изобретением предоставляется способ добычи углеводородов из содержащего углеводороды пласта, в котором расположены верхняя нагнетательная скважина и нижняя продуктивная скважина, при этом имеется гидравлическая связь между указанными скважинами, и способ содержит этапы, на которых

нагнетают один или несколько растворителей углеводородов в верхнюю нагнетательную скважину при критической или более высокой температуре растворителя или растворяющей смеси, тем самым побуждая смесь углеводородов и растворителя собираться в нижней продуктивной скважине; и извлекают углеводороды из нижней продуктивной скважины.

В еще одном широком смысле настоящим изобретением также предоставляется способ добычи углеводородов из содержащего углеводороды пласта, в котором расположены верхняя нагнетательная скважина и нижняя продуктивная скважина, при этом имеется гидравлическая связь между указанными скважинами, и способ содержит этапы, на которых:

нагнетают один или несколько растворителей углеводородов в верхнюю нагнетательную скважину так, чтобы температура растворителя или растворяющей смеси в верхней нагнетательной скважине была 90°C или выше, в результате чего побуждают смесь углеводородов и растворителя собираться в нижней продуктивной скважине; и

извлекают углеводороды из нижней продуктивной скважины.

Согласно первому аспекту настоящего изобретения предложен способ добычи углеводородов из содержащего углеводороды пласта, в котором расположены верхняя нагнетательная скважина и нижняя продуктивная скважина, при этом способ содержит этапы, на которых

предварительно подогревают область вокруг скважин и между ними, осуществляя циркуляцию горячего растворителя через по меньшей мере часть обеих скважин до достижения гидравлической связи между обеими скважинами;

нагнетают один или несколько растворителей углеводородов в верхнюю нагнетательную скважину

при критической или более высокой температуре растворителя или растворяющей смеси, в результате чего побуждают смесь углеводородов и растворителя собираться в нижней продуктивной скважине; и извлекают углеводороды из нижней продуктивной скважины.

Согласно второму аспекту настоящего изобретения предложен способ добычи углеводородов из содержащего углеводороды пласта, в котором расположены верхняя нагнетательная скважина и нижняя продуктивная скважина, при этом способ содержит этапы, на которых

предварительно подогревают область вокруг скважин и между ними, осуществляя циркуляцию горячего растворителя через законченный интервал каждой из скважин до достижения гидравлической связи между обеими скважинами;

нагнетают один или несколько растворителей углеводородов в верхнюю нагнетательную скважину так, чтобы температура растворителя или растворяющей смеси в верхней нагнетательной скважине была 90°C или выше, в результате чего побуждают смесь углеводородов и растворителя собираться в нижней продуктивной скважине; и

извлекают углеводороды из нижней продуктивной скважины.

Согласно третьему аспекту настоящего изобретения предложен способ добычи углеводородов из содержащего углеводороды пласта, в котором расположены верхняя нагнетательная скважина и нижняя продуктивная скважина, при этом способ содержит следующие этапы, на которых

предварительно подогревают область вокруг скважин и между ними, осуществляя циркуляцию горячего растворителя через по меньшей мере часть обеих скважин до достижения достаточной гидравлической связи между обеими скважинами;

нагнетают один или несколько растворителей углеводородов в верхнюю нагнетательную скважину при критической или более высокой температуре растворителя или растворяющей смеси, в результате чего:

- i) создают камеру горячего растворителя, состоящую из пара растворителя и жидкости,
  - ii) смешивают битум и растворитель на границе камеры растворителя, образованной таким образом, и
  - iii) побуждают смесь углеводорода и растворителя стекать вниз под действием силы тяжести и в стороны под действием градиента давления к нижней продуктивной скважине; и
- выдают смесь на поверхность через нижнюю продуктивную скважину.

Согласно четвертому аспекту настоящего изобретения предложен способ добычи углеводородов из содержащего углеводороды пласта, в котором расположены верхняя нагнетательная скважина и нижняя продуктивная скважина, при этом способ содержит этапы, на которых

предварительно подогревают область между скважинами, осуществляя циркуляцию горячего растворителя через по меньшей мере часть обеих скважин до достижения гидравлической связи между обеими скважинами;

нагнетают один или несколько растворителей углеводородов в верхнюю нагнетательную скважину так, чтобы температура растворителя или растворяющей смеси в верхней нагнетательной скважине была 90°C или выше, в результате чего:

- i) создают камеру горячего растворителя, состоящую из пара растворителя и жидкости,
  - ii) смешивают битум и растворитель на границе камеры растворителя, образованной таким образом, и
  - iii) побуждают смесь углеводородов и растворителя стекать вниз под действием силы тяжести и в стороны под действием градиента давления к нижней продуктивной скважине; и
- выдают смесь на поверхность через нижнюю продуктивную скважину.

Способ N-Solv работает при низких температурах (обычно до 70°C) и в нем в качестве предпочтительного растворителя используют пропан. Это может приводить к низким скоростям стекания. Способы парогравитационного дренирования и парогравитационного дренирования с нагнетанием растворителя работают при температурах выше 200°C, вследствие чего энергопотребление является высоким.

В отличие от этого в настоящем изобретении предпочтительно нагнетать растворитель углеводородов или растворяющую смесь при температуре от 90 до 400°C, более предпочтительно при температуре от 150 до 300°C. В способе водяной пар не используют.

Типичные растворители представляют собой низшие алканы, при этом бутан или пентан является предпочтительным.

В настоящем изобретении обеспечивается меньший расход энергии и совсем не требуется использовать воду. Выбросы CO<sub>2</sub> также значительно ниже. Кроме того, в настоящем изобретении достигаются более высокие скорости стекания, чем в способе N-Solv, вследствие использования значительно более высокой температуры камеры растворителя по сравнению с температурой извлечения в способе N-Solv. В процессе нагнетания высокотемпературного растворителя согласно настоящему изобретению в пограничном слое между камерой растворителя и областью битума/сверхтяжелой нефти может также происходить деасфальтизация битума/сверхтяжелой нефти.

#### **Подробное описание изобретения**

По существу настоящее изобретение представляет собой гравитационный термический способ добычи битума и сверхтяжелой нефти. В предпочтительном классе осуществлений этого способа добычи используют пару по существу параллельных горизонтальных скважин, расположенных друг над другом,

размещенных в нижней части коллектора, при этом вертикальное расстояние обычно составляет от 2 до 20 м, например 5 м.

Область вокруг скважин и между ними подогревают циркулирующим горячим растворителем на протяжении законченного интервала каждой из скважин до достижения достаточной гидравлической связи между скважинами.

После окончания периода предварительного подогрева верхнюю скважину переоборудуют в нагнетательную скважину, а нижнюю скважину в продуктивную скважину.

Растворитель углеводородов (или смесь растворителей углеводородов) технической чистоты нагнетают в верхнюю скважину при критической или более высокой температуре.

Смесь битума/сверхтяжелой нефти извлекают через нижнюю скважину.

Растворитель выделяют из извлекаемого притока к скважине и используют повторно.

В конце периода добычи растворитель извлекают обратно путем нагнетания неконденсирующихся газов и снижения давления. Неконденсирующийся газ (который является менее плотным, чем растворитель/растворяющая смесь) нагнетают в нагнетательную скважину и растворитель/растворяющая смесь вытесняется в соответствии с процессом гравитационного вытеснения при нагнетании. Растворитель/растворяющую смесь извлекают из продуктивной скважины. Неконденсирующийся газ отделяют от растворителя/растворяющей смеси и повторно нагнетают до достижения достаточного извлечения растворителя/растворяющей смеси.

В основе этого способа лежат следующие механизмы:

Образование и расширение камеры растворителя;

Конденсация растворителя, происходящая на расстоянии от границы раздела камеры растворителя и холодного битума;

Подогрев битума/сверхтяжелой нефти теплообменом до температуры растворителя в окрестности границы раздела с растворителем (обычно в пределах нескольких метров);

Повышение растворимости нефти в растворителе путем механического/конвективного перемешивания и тем самым снижение вязкости битума/тяжелой нефти;

Деасфальтизация битума/сверхтяжелой нефти (обогащение и снижение вязкости битума/сверхтяжелой нефти);

Гравитационное стекание битума/сверхтяжелой нефти.

Типичными растворителями, используемыми в этом способе настоящего изобретения, являются низшие алканы, такие как пропан, бутан или пентан, но без ограничения ими, и смеси из них. Бутан или пентан является растворителем выбора, обеспечивающим хорошую растворимость и оптимальную рабочую температуру для способа. Растворитель является более тяжелым, чем другие растворители, используемые в предшествующем уровне техники, такие как пропан, и он обеспечивает повышенную растворимость битума, но вследствие более высокой температуры конденсации требуются более высокие температуры нагнетания, выше критической температуры растворителя. Критическую температуру растворителя или растворяющей смеси легко почерпнуть из стандартных справочников. Однако пределы рабочих скважинных температур для способа настоящего изобретения, в частности для перечисленных растворителей, находятся в диапазоне 90-400°C, более предпочтительно - от 150 до 300°C. Расход растворителя при нагнетании регулируют с учетом свойств коллектора (камеры).

Предпочтительно нагнетать газ при давлении ниже 40 бар (4 МПа), приблизительно при критическом давлении бутана. Для обеспечения оптимального температурного диапазона способа оптимальные рабочие давления находятся в пределах 8-25 бар (0,8-2,5 МПа), более конкретно от 15 до 25 бар (от 1,5 МПа до 2,5 МПа) для бутана и от 8 до 25 бар (0,8 до 2,5 МПа) для пентана. Однако рабочий диапазон давлений зависит от выбираемого растворителя.

#### **Краткое описание чертежей**

На чертежах:

фиг. 1А - вертикальный разрез, перпендикулярный к паре горизонтальных скважин, используемых в способе добычи согласно настоящему изобретению, в перспективе вдоль скважин;

фиг. 1В - местный вид камеры растворителя - переходной области битума/тяжелой нефти;

фиг. 2 - график зависимости давления от температуры, показывающий фазовые свойства и критическую температуру вещества; и

фиг. 3 - схематичный вид физической модели, использованной для проверки способа добычи согласно одному осуществлению настоящего изобретения.

#### **Описание предпочтительных осуществлений**

На фиг. 1А показан вертикальный разрез, перпендикулярный к паре горизонтальных скважин, используемых в способе добычи согласно настоящему изобретению. Внешняя граница камеры растворителя обозначена позицией 3. Ниже верхней скважины 1 расположена продуктивная скважина 5. Как показано стрелками 7, горячий растворитель в парообразной форме нагнетается в верхнюю нагнетательную скважину 1.

В течение пускового периода и до скважинной конверсии углеводородов объем/область между нагнетательной скважиной 1 и продуктивной скважиной 5 предварительно подогревают путем осуществ-

ления циркуляции горячего растворителя до установления достаточной гидравлической связи между верхней и нижней скважинами. Битум/сверхтяжелая нефть втекает (9) в скважину.

Как упоминалось выше, нагнетание растворителей углеводородов является причиной того, что смесь битума/сверхтяжелой нефти (СТН) и растворителя стекает вниз под действием силы тяжести и в стороны под действием градиента давления к нижней скважине и выдвигается на поверхность через нижнюю скважину с помощью обычного скважинного подъемного средства, включающего в себя внутри-скважинные насосы.

На поверхности растворитель может быть извлечен для повторного использования.

На фиг. 1В показан развернутый местный вид камеры растворителя - переходной области битума/сверхтяжелой нефти. Придание растворимости битуму/сверхтяжелой нефти растворителем происходит под действием диффузии и конвективного перемешивания в камере растворителя - переходной области битума/сверхтяжелой нефти. При наличии высокой концентрации растворителя битум/сверхтяжелая нефть деасфальтируется. Вследствие обоих явлений, упомянутых выше, низковязкая смесь битума/сверхтяжелой нефти и растворителя свободно стекает в продуктивную скважину 5.

Должно быть понятно, что растворитель нагнетают в верхнюю нагнетательную скважину при критической или более высокой температуре растворителя, как это показано на фиг. 2.

На фиг. 3 представлена упрощенная структура физической модели, использовавшейся для проверки процесса извлечения перегретого растворителя согласно осуществлению настоящего изобретения. Бачком 2, имеющим размеры 10 см (а)×80 см (b)×24 см (с), представлена мелкомасштабная (1:100) модель 2-мерного элемента симметрии коллектора, перпендикулярного к паре скважин, нагнетательной 1 и продуктивной 5. Бачок заполняли песком и насыщали водой и битумом. Затем проводили процесс, при этом в бачок нагнетали бутан при температуре нагнетания от 150 до 260°C и битум высокой чистоты извлекали через продуктивную скважину.

Результаты выполненных экспериментов показали пригодность способа для добычи битума и сверхтяжелой нефти. Этим способом можно получать высокие коэффициенты (приблизительно 80%) суммарного отбора нефти (битума) из коллектора, но плотность извлекаемого битума обычно была на 2-4 единицы API (Американского нефтяного института) больше, чем плотность исходного битума, вследствие осаждения асфальтена в модели. Физические эксперименты моделировали с помощью численных имитаторов коллектора, и они воспроизводились с удовлетворительной точностью. Результаты масштабированного моделирования показали, что промышленная установка производительностью 40000 баррелей/сутки (6360 м<sup>3</sup>/сутки) будет иметь потенциал экономичности (чистый приведенный доход), который выше, чем в способе парогравитационного дренирования, и будет потреблять приблизительно 50-67% энергии, потребляемой в способе парогравитационного дренирования.

В свете описанных осуществлений для специалистов в данной области техники должны стать очевидными модификации к этим осуществлениям, а также другие осуществления, которые все находятся в рамках сущности и объема настоящего изобретения, обозначенных, например, прилагаемой формулой изобретения.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ добычи углеводородов из содержащего углеводороды пласта, в котором расположена пара по существу параллельных горизонтальных скважин, расположенных друг над другом, причем пара скважин содержит верхнюю нагнетательную скважину и нижнюю продуктивную скважину, при этом способ содержит этапы, на которых

предварительно подогревают область между скважинами, осуществляя циркуляцию горячего растворителя через законченный интервал каждой из скважин до достижения гидравлической связи между обеими скважинами;

нагнетают растворитель в верхнюю нагнетательную скважину при критической или более высокой температуре, причем в качестве растворителя используют пентан или смесь бутана и пентана, в результате чего:

- i) создают горячую камеру растворителя, содержащую пар и жидкость растворителя,
- ii) смешивают углеводороды и растворитель на границе камеры растворителя, образованной таким образом, и
- iii) побуждают смесь углеводородов и растворителя стекать вниз под действием силы тяжести и в стороны под действием градиента давления к нижней продуктивной скважине; и добывают смесь на поверхность через нижнюю продуктивную скважину.

2. Способ по п. 1, в котором растворитель отделяют от извлекаемой смеси для повторного использования.

3. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором в течение этапа предварительного подогрева стенку верхней нагнетательной скважины и забой продуктивной скважины предварительно подогревают до температуры в пределах от 150 до 400°C для достижения гидравлической связи в области между скважинами.

4. Способ по п.3, в котором стенку верхней нагнетательной скважины предварительно подогревают до температуры в пределах от 150 до 300°C.

5. Способ по любому из предшествующих пунктов, в котором углеводороды содержат битум и/или сверхтяжелую нефть.

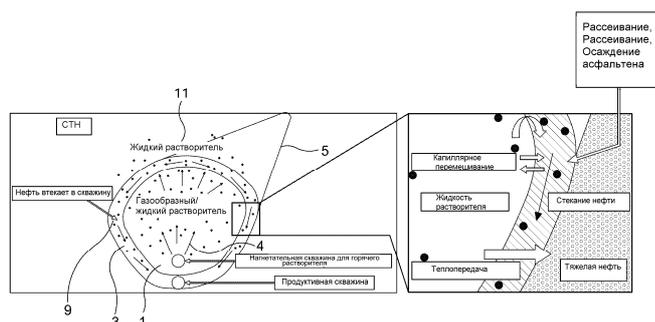
6. Способ по п.1, в котором растворитель нагнетают при давлении 40 бар или ниже.

7. Способ по п.6, в котором растворитель нагнетают при давлении в диапазоне между 8-25 бар.

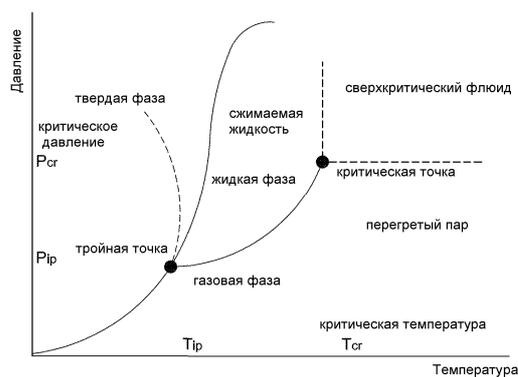
8. Способ по п.1, в котором растворитель извлекают обратно путем нагнетания неконденсирующихся газов и снижения давления.

9. Способ по п.8, в котором неконденсирующийся газ является менее плотным, чем растворитель или растворяющая смесь, и он вытесняет растворитель или растворяющая смесь в соответствии с процессом гравитационного вытеснения при нагнетании.

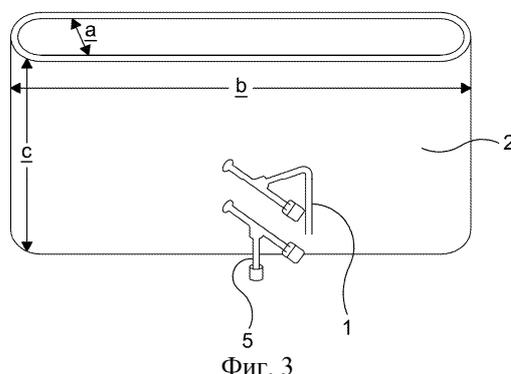
10. Способ по п.8, в котором неконденсирующийся газ отделяют от растворителя или растворяющей смеси на поверхности и повторно нагнетают до достижения достаточного извлечения растворителя или растворяющей смеси.



Фиг. 1a, b



Фиг. 2



Фиг. 3



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2