

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **202090810** (13) **A1**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки  
2020.08.10

(22) Дата подачи заявки  
2018.09.19

(51) Int. Cl. *E21B 43/00* (2006.01)  
*E21B 36/00* (2006.01)  
*E21B 43/16* (2006.01)  
*E21B 43/24* (2006.01)  
*E21B 17/18* (2006.01)

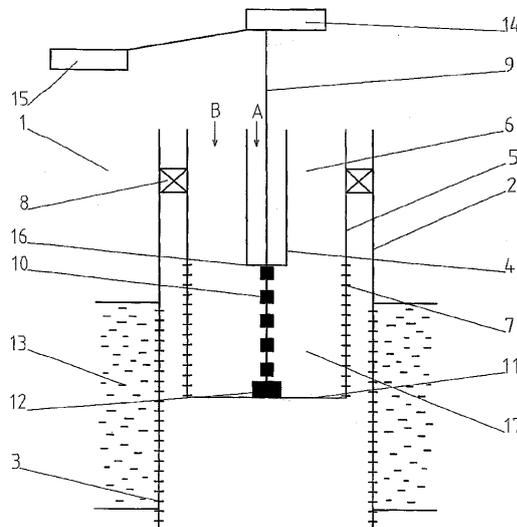
**(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ БИТУМА, СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ, ОЧЕНЬ ТЯЖЕЛОЙ И ЛЁГКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛНОСТЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И СПОСОБ ПОДГОТОВКИ ДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ**

(31) PV 2017-562  
(32) 2017.09.19  
(33) CZ  
(86) PCT/CZ2018/000048  
(87) WO 2019/057226 2019.03.28  
(88) 2019.04.25

(71)(72) Заявитель и изобретатель:  
**ЛЕМЕНОВСКИЙ ДМИТРИЙ  
АНАТОЛЬЕВИЧ (RU); КОЛЛЕР  
ЗДЕНЕК; ЯБЛОНСКИЙ ПАВЕЛ;  
БЕНОВА ВЛАДИМИРА (CZ);  
ПАВЛИЦКО ЛАДИСЛАВ (SK);  
ЛЕНДЕР РОМАН (CZ)**

(74) Представитель:  
**Можайский М.А. (RU)**

(57) Предложено устройство (1) для эффективного извлечения битума, сланцевой нефти, очень тяжелой и легкой нефти с использованием полностью автоматизированной системы управления, которая содержит добывающую установку (17), размещаемую в нефтяном слое (13), и блок (14) управления, присоединенный к технологическому блоку (15), которые находятся на поверхности, причем добывающая установка (17) имеет обсадную трубу (2), снабженную перфорацией (3), а в обсадной трубе (2) размещен внутренний райзер (4), вокруг которого размещен внешний райзер (5), который также снабжен перфорацией (18) и имеет твердое днище (11), тогда как внутренний райзер (4) открыт снизу и его днище (16) находится над днищем (11) наружного райзера (5), причем через внутренний райзер (4) проходит трос (9), конец которого, находящийся в нефтяном слое, закорен на дне (11) внешнего райзера (5), а другой конец этого троса выведен на поверхность к блоку управления (14), при этом на тросе (9) в промежутке между днищем (11) и концом (16) внутреннего райзера (4) установлен по меньшей мере один датчик (10), который подключен кабелем к блоку управления (14), а блок управления (14) соединен с технологическим блоком (15).



**202090810 A1**

**202090810 A1**

# **УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ БИТУМА, СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ, ОЧЕНЬ ТЯЖЕЛОЙ И ЛЕГКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОЛНОСТЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И СПОСОБ ПОДГОТОВКИ ДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ**

## **ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ**

Изобретение относится к способу эффективного извлечения битума, сланцевой нефти и очень тяжелой нефти путем частичного превращения в легкие углеводороды на месте добычи с использованием точной температуры в реальном времени, а также, частично, регулирования давления.

## **УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ**

Как правило, чем тяжелее нефть и чем выше ее вязкость, тем сложнее ее добывать. Если ее вязкость снизить, добыча может резко возрасти. Если вязкость будет снижена на постоянной основе, станет легче не только добывать нефть, но и транспортировать ее, особенно в Арктике. Такая нефть обычно продается по значительно более высоким ценам. Частичное превращение сложных углеводородных молекул в отдельные молекулы значительно увеличит продуктивность месторождения.

Как правило, чем ниже пористость коллектора углеводородов и чем ниже его проницаемость, тем сложнее добывать из него нефть (но также и газ). Типичным примером является сланец, который дополнительно содержит керогены. Если изменить пористость и проницаемость коллектора, гораздо проще извлечь из него углеводороды (например, с помощью гидроразрыва), но если есть возможность превратить сложные углеводороды в синтетическую более легкую нефть, выход нефти из всего месторождения увеличивается. Фактически увеличивается не только добыча, но и, как в случае сланца, содержание нефти в месторождении, которое может увеличиться еще больше.

Известно несколько патентных документов, в которых предложено использование воды в сверхкритических условиях (температура > 374°C, давление > 22 МПа) в присутствии некоторых катализаторов для превращения тяжелых углеводородов в легкие углеводороды.

Например, можно отметить заявки на патент Канады CA2208046A1 или CA2000251A1 или заявки на патент США US 20110049016 A1 и US 20090159498 A1 или патент России RU0002576267. Однако все решения в этих документах имеют один серьезный недостаток, который делает невозможным или почти невозможным их практическое использование. Ни в

одном из них не решен вопрос возможности подачи воды в сверхкритическом состоянии непосредственно в коллектор углеводородов - все они предполагают, что сверхкритическую воду можно подавать каким-то неуказанным способом. RU0002576267 даже допускает, что в теплоизолированных трубопроводах, которые могли бы подавать такую воду, потеря энергии составляла бы около 10% на каждый километр. Это может быть серьезной проблемой, если сланцевое месторождение находится на глубине 3-4 км (а именно на этой глубине находится большинство интересных месторождений), даже несмотря на то, что российский патент предлагает восполнять потерянную энергию подходящими окислителями, которые вступали бы в реакцию с углеводородами. Катализаторы, упомянутые в этих патентах, являются "гетерогенными".

Чтобы выполнить свою функцию, молекула катализатора должна вступить в контакт со сложной углеводородной молекулой, что сложно, с учетом высокой вязкости этих материалов при зачастую очень низкой пористости и проницаемости. Из-за того, что катализаторам трудно добраться до места назначения, реакция не будет однородной.

Сланец обычно дает 4-5% от общих запасов; причем различные предложенные методы стимулирования гипотетически увеличивают эту долю до 5-7%, что приводит к увеличению стоимости почти на 50%. По оценкам экспертов, при преобразовании керогена в синтетическую нефть выход может составить 40-50%. С точки зрения плотности керогены составляют в сланцах 10-30% массы, но более половины объема. Если пожелания экспертов будут выполнены, и кероген будет частично преобразован в синтетическую легкую нефть и/или газ, будут очень пористые породы с высокой проницаемостью, и проблемы с добычей будут преодолены. Однако остается проблема передачи достаточного количества энергии в коллектор.

Наиболее распространенным стимулирующим методом извлечения нефти из таких пластов является так называемый гидроразрыв (гидроразрыв пласта). Он подходит только для более легкой нефти и несет угрозу экологии, а стоимость за баррель очень высока.

Что касается тяжелой нефти и битума, в традиционных термических методах используют горячую воду или перегретый пар. Для извлечения битума и очень тяжелой нефти на глубине 800-900 метров используют перегретый пар. Подавляющее большинство битумов размягчается при температурах в диапазоне 70-110°C. В данном случае следует отметить важность экономических соображений. Выход битума составляет около 20%, но четверть потребляется на месте для производства тепла.

Все известные технологии объединяет один принцип - как можно больше нагреть объем породы для достижения пиролитического эффекта, а различаются они только способом достижения этой цели. Некоторые технологии могут дать очень хорошие результаты, особенно на неглубоких сланцевых скважинах или скважинах с тяжелой нефтью. Однако ни одна из известных технологий, по-видимому, не имеет более широкого общего применения для извлечения сланцевой нефти или битума и очень тяжелой нефти вне зависимости от геологии и глубины залегания.

Все технологии сталкиваются с проблемой эффективного переноса достаточного количества тепла (энергии) в углеводородный комплекс, содержащий сложные углеводороды, и переноса подходящих катализаторов, размеры которых должны быть по меньшей мере на порядок меньше размеров микропор в коллекторе. Целью изобретения является создание способа извлечения битума, сланцевой нефти и очень тяжелой нефти, который надежно работал бы в полностью автоматизированном режиме и оборудования для его осуществления.

#### Краткое описание изобретения

Упомянутые выше недостатки преодолены благодаря созданию предлагаемого способа эффективного извлечения битума, сланцевой нефти, включая кероген, и очень тяжелой нефти, который характеризуется тем, что в обсадной трубе размещен внутренний райзер, вокруг которого размещен внешний райзер, который также снабжен перфорацией и имеет твердое днище, тогда как внутренний райзер открыт снизу, а его днище находится над днищем внешнего райзера, причем через внутренний райзер проходит трос, заякоренный на дне внешнего райзера, а другой конец этого троса выведен на поверхность к блоку управления, при этом в промежутке между днищем и концом внутреннего райзера на тросе установлен по меньшей мере один датчик, который подключен кабелем к блоку управления, а блок управления соединен с технологическим блоком.

Еще одной целью настоящего изобретения является способ подготовки извлекающего устройства для контроля скважинного режима для последующей эффективной добычи, в котором на месте добычи в нефтяном слое размещают добывающий узел с внутренним райзером для подачи одного химического состава, причем в буровую установку сбрасывают трос и заякоривают его во внешнем райзере, который предназначен для подачи второго химического состава и который расположен вокруг внутреннего райзера, причем на тросе под выходом из внутреннего райзера установлен по меньшей мере один датчик, соединенный кабелем с устройством управления, который, в соответствии с сигналами от датчиков температуры и давления, управляет технологическими блоками в том, что касается подачи составов, катализаторов и воды в заранее выбранную рабочую точку.

В предпочтительном варианте в состав заранее, одновременно, или с задержкой добавляют катализаторы на основе металлов, таких как алюминий, цинк, железо, ванадий, молибден, вольфрам, марганец, предпочтительно в форме растворов или суспензий.

В другом предпочтительном варианте осуществления способ аналогичным образом используют в скважинах, которые бурят в нефтяных слоях наклонно или горизонтально.

Предпочтительно в состав заранее, одновременно или с задержкой добавляют катализаторы на основе металлов из группы, включающей алюминий, цинк, железо, ванадий, молибден, вольфрам, марганец, предпочтительно в форме растворов, суспензий и т. д., впоследствии дополненные подходящими кислотами или основаниями и, необязательно, количеством воды, необходимым для превращения сложных углеводородов в синтетическую нефть, при этом вода, достигнув сверхкритических условий, в которых она может разлагаться, создает условия, при которых вода в присутствии катализаторов расщепляет тяжелые полимерные молекулы на более легкие, и весь процесс регулируется в режиме реального времени вне зависимости от глубины нефтяного слоя, так что заранее можно установить достаточную рабочую температуру, которая будет удерживать систему в скважине в узком диапазоне и одновременно использовать давление образующихся газов для газотермического разрушения породы. Важно подавать в нефтяной слой достаточное количество водорода, чтобы облегчить выдачу синтетической легкой нефти.

Еще одной целью изобретения является устройство для осуществления вышеупомянутого способа.

#### Краткое описание чертежей

Далее изобретение описано с использованием чертежей, где на фиг.1 представлена фазовая диаграмма воды, на фиг.2 - вид предлагаемого устройства для контролируемого извлечения нефти с установленным датчиком для контроля рабочих параметров в месторождении, а на фиг.3 представлена блок-схема, иллюстрирующая расположение и взаимосвязь элементов технологического блока, который подключен к добывающему узлу, представленному на фиг.2, расположенному в нефтяном слое.

#### Предпочтительные варианты осуществления изобретения

Предметом охраны является эффективный способ добычи сложных углеводородов из малопроницаемых горных пород, сланцев, нефтяных слоев, содержащих битум, тяжелую нефть и т.д. Способ заключается в обработке большой площади нефтяного слоя, окружающего скважину, сложной автоматизированной контролируемой термохимической реакционной системой при температуре 450-550°C. При этом в присутствии

сверхкритической воды и катализаторов сложные углеводороды превращаются в синтетическую нефть, а также имеет место газотермическое разрушение породы. При этом общий результат обеспечивается как каждым из активных ингредиентов (явление, активность), так и их комбинацией. Ключом к экономически эффективному результату является тот факт, что все реакции лишь частично происходят в скважине, но большинство из них происходит в коллекторе на расстоянии от скважины, тогда как разработанная система точного контроля проверяет практически без задержек, вне зависимости от глубины скважины, оптимальную скорость подачи реагентов или ингибиторов реакции, а следовательно, температуру и, частично, давление, чтобы избежать перегрева и разрушения скважины.

Нетрудно достичь и более высоких рабочих температур (700–800°C), но вопрос заключается в общей экономичности процесса, поскольку она в основном определяется потреблением энергии и степенью ее эффективного использования. Также необходимо учитывать техническое решение нефтяного слоя. Старые скважины могут быть легко повреждены, но новые могут быть специально разработаны для таких экстремальных условий.

С физико-химической точки зрения для увеличения извлечения сложных углеводородов наиболее важно количество энергии и водорода, так что значительная их часть превращается в простые углеводороды, в результате чего вязкость значительно снижается.

Горючие сланцы, содержащие нефть и керогены, возможно, филлиты и некоторые другие породы, обычно характеризуются низкой пористостью и проницаемостью и содержат нефть и керогены. Тяжелые углеводороды имеют значительное тепловое расширение, и при нагревании до 100°C их объем увеличивается на несколько процентов, что помогает увеличить пористость из-за разрушения породы в результате расширения жидкости, присутствующей в породе.

В основном в породе содержится вода, и, если ее нет, ее можно преднамеренно доставлять в качестве растворителя для некоторых химических реагентов, которые будут использоваться для термохимического нагрева.

Правильно подобранные реагенты помогут без потерь достичь определенной температуры породы. На следующем этапе окислители, продукты первичных реакций с катализаторами и водой в сверхкритическом состоянии или в состоянии, близком к сверхкритическому, вступают в реакцию с углеводородами, и в процессе их расщепления изменяются их свойства и облегчается добыча. Для безопасного протекания реакции необходимо использовать регулирование, предотвращающее повреждение скважины, которое

может очень легко произойти, если температура в ней не поддерживается в предварительно выбранном диапазоне.

На фиг.1 приведена фазовая диаграмма воды. За пределами 374°C и 220 атм вода находится в сверхкритическом состоянии (сверхкритическая жидкость). Присутствие некоторых веществ может сдвинуть температуру критической точки вниз (например, CO<sub>2</sub>) или вверх (некоторые соли и другие материалы). Однако как показано на большинстве веществ обычно сдвигают значение давления (на чертеже) вверх.

В нефтяном слое в присутствии углеводородов и подходящих катализаторов вода в сверхкритических условиях может частично разлагаться, в особенности при достижении более высоких температур, и высвобождаемый кислород будет экзотермически окислять присутствующие углеводороды с образованием CO<sub>2</sub> и водяного пара и поможет поддерживать высокую температуру. При этом выделившийся водород вызовет расщепление самых больших молекул углеводородов, а образующийся CO<sub>2</sub> поможет снизить температурный порог для создания сверхкритических условий (и вязкость нефти).

Связи между атомами углерода разрушаются, и свободные атомы водорода присоединяются к освободившимся связям. Этому разрушению значительно способствует температура, значение которой поддерживается на уровне не менее 450-500°C, на котором деление происходит гораздо быстрее, чем при температурах выше 300°C (фактически температура пиролиза). В то же время в реакцию вступает вода, которая также частично делится на водород и кислород. Это может существенно изменить химический состав жидкости, содержащейся в сланце, так как полимерные вещества, которые образуют керогены, распадаются на молекулы значительно меньших размеров, а затем на более мелкие и т. д., пока не будет сформирована «синтетическая» легкая нефть. Степень превращения керогена в более легкие углеводороды зависит от величины водородного индекса (НИ). При выборе подходящих реагентов водородный индекс может быть увеличен при определенных условиях. В целом можно оценить, что пиролиз может преобразовывать до 80% керогена типа I в углеводороды и до 20% в кокс.

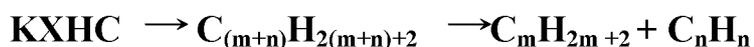
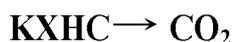
Для типа II соотношение может быть около 50:50, а для типа III 20:80. Общий объем керогена в сланце составляет примерно 15 мас. % (редко 20-30%), общий объем пор (включая заполненные углеводородами, поддающимися извлечению) составляет до 5%. Плотность керогена обычно составляет 1020-1070 кг/м<sup>3</sup>, плотность неорганических материалов в сланцах составляет около 2500 кг/м<sup>3</sup>.

При пиролизе керогена общий объем пор, заполненный углеводородами, поддающимся извлечению, увеличивается. Таким образом, этот метод увеличения пористости будет постоянно способствовать значительному увеличению выхода углеводородов из сланца. Пористость может достигать десятков процентов. Максимальные значения температуры для максимального увеличения проницаемости обычно составляют около 500°C, при этом примерно при 300°C обычно начинается резкое увеличение растрескивания. При более высоких температурах оно существенно не увеличивается. Такого оптимального использования этого процесса в сочетании с пиролизом в присутствии сверхкритической воды и катализаторов.

Не всегда возможно достичь желаемого давления (особенно для неглубоких месторождений), но влияние температуры и подходящих катализаторов на процесс преобразования керогена в синтетическую нефть может быть выше, чем влияние высокого давления, в особенности благодаря тому, что при нагревании месторождения температура поддерживается относительно долго, и недостаток давления может быть частично компенсирован более длительным временем, когда полимеры (керогены, битумы и т. д.) могут разлагаться на существенно более простые фракции.

Если температура поднимется выше 450°C, вода будет частично разлагаться на водород и кислород, что еще больше ускорит процесс преобразования тяжелых углеводородов.

Реакция разложения сложных углеводородов (КХНС) при пиролизе может быть приблизительно описана следующим образом:



$Q_{\text{реаксе}} = Q_{(\text{теплотворная способность сгоревшего керогена})} + Q_{(\text{теплотворная способность пиролизных веществ})}$

Теплотворная способность уже содержит энтальпию реакций разложения (то есть энергию, которая должна быть подана в начале, чтобы реакции вообще могли происходить).

Выбирая из широкого диапазона реагентов, можно легко достичь температуры около 500°C. И вполне могут быть достигнуты высокие давления. Фактические ограничения зависят только от глубины, прочности породы и конструкции скважины; при этом оборудование на поверхности скважины может быть, по меньшей мере временно, изменено.

Документы WO2010/043239 A1 и WO2017/041772 A1 описывают широкий спектр используемых химикатов. Что касается концентраций, рекомендуется использовать максимально возможные, но безопасные концентрации в отличие от упомянутых патентов. Эти материалы называются TGEC (компонент, выделяющий термогаз). Кроме того, инициаторы и, соответственно, стабилизаторы называются RIS (стабилизатор начала реакции).

Предлагается дополнить эти материалы перекисью водорода, метанолом и этанолом. С точки зрения каталитических свойств интересно добавить к TGEC относительно высокий процент растворимых солей некоторых металлов, например нитрата железа, или использовать его непосредственно в качестве окислителя. В качестве катализаторов используют, например, алюминий и цинк (например, в форме порошков, солей или оксидов, растворенных в подходящем растворителе, чтобы получить как можно большую поверхность катализатора) или некоторые из катализаторов, используемых при крекинге сырой нефти (обычно на основе молибдена, ванадия или вольфрама - например, вольфрамовую кислоту). Катализаторы можно добавлять к активному веществу TGEC после начала реакции в коллекторе, но их можно транспортировать в коллектор и до начала реакции. Катализаторы добавляют к основному активному веществу (TGEC) в подходящем соотношении, основанном на их эффективности. Катализаторы выбираются в соответствии с желаемым результатом: желательна ли получать большую долю жидкости или большую долю газообразных углеводородов.

Принимая во внимание зачастую очень низкую пористость и физические размеры пор, предлагается использовать катализаторы в самой тонкой форме, так называемые нанокатализаторы или катализаторы или жидкости на основе раствора, где размер частиц находится на молекулярном уровне.

Устройство 1 для эффективной добычи содержит добывающую установку 17 в нефтяном слое 13, показанную на фиг.2, и блок 14 управления, соединенный с технологическим блоком 15, показанный на фиг.2.

На фиг.2 схематично показана нижняя часть нефтяного слоя 13 с добывающей установкой 17. Она содержит некоторые известные детали, а также новые детали согласно изобретению. В нефтяном слое 13 находится известная обсадная труба 2, снабженная перфорацией 3. В ней размещен внутренний райзер 4, который представляет собой новый элемент в соответствии с изобретением, а вокруг внутреннего райзера 4, внутренний диаметр которого предпочтительно составляет 1,5 дюйма, расположен внешний райзер 5, который сам по себе известен, но впервые оснащен перфорацией 7, тогда как наружный райзер 5 имеет твердое днище 11. Внутренний райзер 4 открыт снизу, и его нижний конец 16 находится над

днищем 11 наружного райзера 5. Пространство между обсадной трубой 2 и наружным райзером 5 ограничено пакером 8. Он расположен примерно на 100 м выше перфорации 3, но может быть ниже или выше в зависимости от термостойкости. Через внутренний райзер 4 направлен трос 9, конец которого заякорен грузом 12 в нефтяном слое 13, а другой конец заякорен рядом с блоком 14 управления на поверхности.

В промежутке между днищем 1 с грузом 12 и нижним концом 16 внутреннего райзера 4 расположены датчики 10 и их соответствующие кабели. Трос 9, заякоренный на дне 11 наружного райзера 5 и снабженный датчиками 10, является важной частью добывающей установки 17 согласно изобретению.

Через внутренний райзер 4 вводят химический состав А, как показано стрелкой А, а через кольцо между внутренним райзером 4 и внешним райзером 5 подают химический состав В, как показано стрелкой В.

Содержание химических составов не является предметом настоящего изобретения, о нем говорится в предыдущих параграфах, а именно в тех, которые касаются TGEC и RIS.

Блок 14 управления соединен с технологическим блоком 15, который подробно описан со ссылкой на фиг. 3.

Целью является получение с помощью датчиков 10 информации об окружающей среде в нижней части нефтяного слоя, где в результате реакций химических компонентов А и В образуются горячие газы и проникают в датчики 10, которые благодаря перфорации 18 способны измерять температуру, давление или другие величины в нефтяном слое 13. Таким образом, измерительная среда в области вокруг датчиков 10 по существу соответствует окружающей среде под днищем 11 наружного райзера 5.

Датчики 10 и соединительные кабели, идущие от блока 14 управления, могут иметь электрическую или оптическую природу, а информация, которую они непрерывно передают в систему управления, служит для поддержания температуры (а иногда и давления) вокруг предварительно выбранной рабочей точки, которая является оптимальной как для с точки зрения скорости распространения горячей жидкости в коллектор, так и с точки зрения преобразования сложных углеводородов в легкие; при этом температура и частично также давление контролируются системой в режиме реального времени путем изменения скорости или соотношения нагреваемых реагентов или ингибиторов реакции по меньшей мере двумя каналами с возможностью использования специального инъекционного устройства, тогда как каналы оканчиваются под пакером 8 вблизи зоны перфорации нефтяного слоя 13 (если это слой на нефтяной основе дна).

Очевидно, что вместо двух концентрических райзеров 4 и 5 можно использовать другое техническое решение для транспортировки составов и измерительных устройств, таких как, например, гибкие трубы или райзеры со встроенной линией инжектора.

Блок 14 управления соединен с технологическим блоком 15, который схематически показан на фиг. 3. Показано расположение и взаимосвязь отдельных элементов блока 15. Блок 15 обычно служит для приготовления состава А и состава В, образованных из смешанных с водой сыпучих химических веществ, и их контролируемой подачи через четырехходовой регулирующий клапан 41 и поршневой насос 40 высокого давления в нефтяной слой вместе с катализатором С, где они вступают в реакцию вместе и интенсифицировать добычу нефти из месторождения. Что касается приготовления состава А, технологический блок 15 состоит из резервуара 18 для воды, который соединен переливом 45 с резервуаром 19, в который подают элементы для состава А. Что касается приготовления состава В, то блок 15 состоит из резервуара 38 для воды, который соединен с переливом 46 с резервуаром 27, в который подают элементы для состава В. Сыпучие химические вещества подаются в резервуар 27 для состава В посредством винтового конвейера 39 с обычным дозатором (не показан) и с бункером (не показан).

В отсеке 43 для насосов имеются два насоса 31 низкого давления для контура 24 первичной воды и контура 26 вторичной воды, а также поршневой насос 40 высокого давления и четырехходовой регулирующий клапан 41. Вода подается из источника 37 через насос 31 низкого давления через вторичный водяной контур 26 в резервуар 18 и переливается 45 в резервуар 19 для состава А, а также в резервуар 38 и перелив 46 в резервуар 27 для состава В. Из резервуара 27 для состава В, трубопровод 28 для состава В дополнительно подается через четырехходовой клапан 41 и в поршневой насос 40 высокого давления. Из резервуара для состава А трубопровод 23 для состава А проходит в четырехходовой клапан 41 высокого давления, а также в поршневой насос 40 высокого давления. Контур 24 первичной воды направляется от первого насоса 31 низкого давления к распределительному клапану 25, а контур 26 вторичной воды направляется от второго насоса 31 низкого давления также к распределительному клапану 25, так что они соединены в клапане 25 для распределения воды.

Уже упоминалось, что оттуда вода стекает в водохранилища 38 и 18.

Из резервуара 18 вода также течет по трубопроводу 24 от циркуляционного клапана 32 низкого давления либо к четырехходовому клапану 41, либо к водяному насосу 31 первичного и вторичного контуров. Резервуар соединен с системой высокого давления, так что вода может охладить нефтяной слой. Вода в нефтяном слое протекает через пространство между райзером 5 и обсадной колонной 2, см. фиг.2.

В резервуаре 27 состава В расположен меньший резервуар 29 для катализатора С, который соединен через трубопровод 30 с катализатором С с помощью четырехходового клапана 41. От нагнетателя 42 горячего воздуха контур 21 горячего воздуха ведет к резервуару 19 для состава А и к резервуару 27 для состава В через воздушные клапаны 22. Из четырехходового клапана 41 трубы 28, 23, 30, 24 подводятся к головке нефтяного слоя 13, и на основе команд от блока 14 управления составы А, В, С или вода могут быть необязательно разлиты.

Резервуар 19 для состава А и резервуар 27 состава В дополнительно оснащены тремя датчиками (не показаны), а именно измерителем уровня, который управляет насосом 31 низкого давления для заполнения резервуаров 8 и 38 для воды. Как только резервуар 27 для состава В заполняется до необходимого объема через перелив, двухходовой клапан 25 переключается, и вода закачивается в резервуар 38 для воды и течет через перелив в резервуар 27. Благодаря этой системе вода постоянно наполняется, поэтому воды в резервуарах 18 и 38 всегда достаточно. Таким образом, измеритель уровня переключает клапан 25 на основе записи максимального и минимального объема в резервуарах 18 и 38.

Плунжерный насос 40 высокого давления управляет закачкой составов или воды в нефтяной слой 13.

Работа нагнетателя 42 контролируется путем измерения температуры в резервуарах 19 и 27, соединенных с системой через блок 14 управления, и, таким образом, среда в резервуарах может регулироваться.

Другая функция датчиков в резервуаре 27 для состава В и в резервуаре 19 для состава заключается в следующем: один датчик расположен сверху, чтобы заранее подавать команду на отключение заправочного насоса. Второй измеряет температуру и дает инструкции по эксплуатации нагнетателя горячего воздуха 42, а третий датчик измеряет концентрацию состава и дает инструкции для дозирования сыпучих химических веществ в состав.

Резервуар 19 для состава А и резервуар 27 для состава В снабжены в нижней части трубопроводом из нержавеющей стали, который расположен примерно на 100-200 мм над днищем и имеет длину около 25000 мм и находится в первой половине его длины. снабжен полными стенами и во второй половине перфорирован. Горячий воздух нагнетателя горячего воздуха 42 подается в этот канал в резервуаре 27 состава В и нагревает состав в первой половине ее длины, а другая половина также нагревает ее частично, но в основном смешивает ее. В углу резервуара 29 для состава В имеется разгрузочное устройство, снабженное фланцем с фитингом для соединения шлангов низкого давления. Неотъемлемой частью

нагнетательного устройства является простой шаровой клапан с ручным управлением, который находится в открытом положении в течение всего рабочего времени нефтяного слоя. После его завершения клапан всегда должен быть закрыт вручную.

В том же контейнере, что и резервуар для состава А, и резервуару для состава В, лаборатории 20 снабжены распределительным щитом высокого и низкого напряжения, кладовой 34, гардеробной с диспетчерской 33, местом 35 катушки с кабелями и измерительным прибором. устройство.

Контейнер В также содержит бочки, в которых хранятся катализаторы, которые представляют собой химические вещества в жидком состоянии, которые не разбавлены или не нагреты и служат заполненными емкостью 29 во время их работы.

Из резервуара 29 проводится трубопровод для насоса 41 высокого давления. Резервуар 29 должен быть снабжен резьбовым соединением для сборки шлангов низкого давления и выпускного клапана.

Все насосы, нагнетатель горячего воздуха 42 и блок главного регулирующего клапана для включения и выключения насоса высокого давления и, в основном, следуют измерениям температуры и давления в слое нефти для управления всей системой, установлены в этом контейнере. Кроме того, два винтовых конвейера 39 находятся в контейнере вместе с насосами 27, 29, 38 и клапанным устройством, распределителями высокого и низкого напряжения. Управление четырехходовым клапаном 41 и насосом высокого давления 40 обеспечивается блоком управления, подключенным к датчикам 10 в нефтяном слое 13, управляемым программным обеспечением, которое обеспечивает безопасность системы, контроль процесса в реальном времени и поддержание температуры. и парциальные давления в диапазоне вокруг введенных значений либо оператором, либо автоматически определяемые в результате расчетов на основе параметров в нефтяном слое, геологической и другой информации.

Экономически выгодно впрыскивать воздух с высокой влажностью с помощью очень мощного компрессора (естественно, после достижения достаточной температуры в достаточно большом объеме коллектора для окисления и гидрирования необходимого количества керогена).

Система управления для выполнения способа предпочтительно находится в мобильной версии, где требуемые насосы, система распределения рабочей жидкости и система регулирующих клапанов расположены вместе с блоком управления в контейнерах, которые могут быть стандартного типа с длиной 12 метров или в специально модифицированных

фургонах в сочетании с отдельными резервуарами, в то время как система управления может управляться локально и дистанционно с помощью средств телекоммуникации, в том числе позволяющих детально регистрировать свою деятельность на месте и удаленно, и она может работать как в полностью автоматизированном режиме, так и в режиме ручного управления, и предыдущие результаты впоследствии могут быть использованы для оптимизации будущих процессов стимуляции скважины. Представленное техническое решение максимально гибкое и мобильное. Стандартизированные контейнеры или специально модифицированные фургоны предназначены для обеспечения легкого обращения и внедрения всей системы. Он также включает в себя измерительный и дозирующий (нагнетательный) блок, который погружается в скважину в зону перфорации через канал или является частью такого канала.

Поверхностный фитинг скважины должен быть адаптирован к выбранному количеству каналов (не менее двух), и система подключается через регулирующий и предохранительный клапаны и откидные клапаны к поверхностному фитингу скважины стандартным образом, чтобы насосы которые являются частью системы, могут быть введены в скважину по отдельным каналам с заранее определенными реагентами, требуемыми со скоростью, которую система определяет в соответствии с самим процессом реакции, а также в количестве и порядке, которые определяются программным обеспечением. Подходящее решение позволяет достичь практически любой разумной и необходимой температуры для целей настоящего изобретения, а также устраняет недостатки всех теплогазогенераторов, работающих на поверхности и нагнетающих горячие газы или жидкости через поверхностные скважины в нефтяной слой, Система позволяет достигать очень быстрых и высоких давлений, достаточных для расщепления в коллекторе, тогда как использование разбивания горячей жидкости более эффективно, чем разрушение холодной водой, потому что высокая температура снижает прочность породы.

Все это без использования чрезвычайно мощных насосов и огромного количества жидкости, поскольку вся жидкость в системе (горячие реагенты) превращается в горячие газы и создает высокие давления непосредственно в скважине.

Предлагаемый процесс не требует каких-либо специальных инвестиций (для уже пробуренных скважин), но требует использования значительного количества химикатов, которые могут достигать многих сотен тонн для более длинных горизонтальных скважин. При этом есть возможность добычи тысяч тонн из сланца, с долгосрочным эффектом извлечения). Важно, что реакции будут происходить по большей части непосредственно в коллекторе, и поэтому потери тепла будут минимальными. Весь процесс контролируется полностью автоматизированной системой, которая обеспечивает максимальную эффективность и

безопасность, и учитывает технические параметры, которые были спроектированы и построены для каждой скважины, а благодаря дюжине датчиков быстрого реагирования она позволяет измерять температуру (и частично давление), которое должно поддерживаться в скважине в очень узком интервале вокруг заранее отрегулированной «рабочей точки». Если мы подождем, пока коллектор не станет достаточно горячим, а тепло распространяется дальше от колодца, мы можем ожидать очень долгосрочного эффекта.

Общее и единичное влияние всех этих факторов приводит к превращению значительной части сложных углеводородов в более легкую синтетическую нефть без потерь тепла, вызванных переносом горячих жидкостей, образующихся на поверхности, для повышения давления в коллекторе, разрушения породы и, следовательно, многократное увеличение добычи углеводородов из трудноизвлекаемых коллекторов.

## **ПРОМЫШЛЕННАЯ ПРИМЕНИМОСТЬ**

Представленная технология предназначена для возврата к эксплуатационным скважинам, которые были стимулированы гидравлическим разрывом или тепловыми методами (пар, SAGD) или сильно орошены и перестали эффективно добывать нефть. В этих нефтяных слоях, когда достигаются сверхкритические водные условия, можно предположить, что вода прекрасно смешивается с нефтью (сверхкритическая вода растворяет нефть), и если это подходящее месторождение, происходит превращение сложных углеводородов в более легкие. Коэффициент растворимости нефти в сверхкритической воде может быть применен к сильно облученным нефтяным слоям.

Применимость предлагаемой процедуры в основном в следующих областях:

- залежи сланцев, где скважины уже пробурены и где (с большой вероятностью, но не обязательно) использовалась гидравлическая технология.

- «Плотные пласты», которые еще не эксплуатировались по экономическим причинам или считаются истощенными (с более легкой нефтью нет необходимости нагревать так много, газокрекинга породы достаточно)

- отложения битума или очень тяжелых нефтей, которые трудно извлечь обычными способами, можно работать как с превращением сложных углеводородов в более легкие, так и даже без превращения

- вклады уже «добываются» в основном с помощью перегретого пара

месторождения, которые лежат на больших глубинах и поэтому еще не были открыты по экономическим причинам.

- другие скважины (в том числе недавно пробуренные с использованием этой технологии) практически безграничны, только с учетом экономии

Во всех случаях необходимо учитывать глубину и, следовательно, максимально достижимое максимальное давление, если мы хотим использовать сверхкритические жидкости для постоянного изменения химического состава нефти. В неглубоких нефтяных слоях может быть трудно или невозможно достичь необходимого давления.

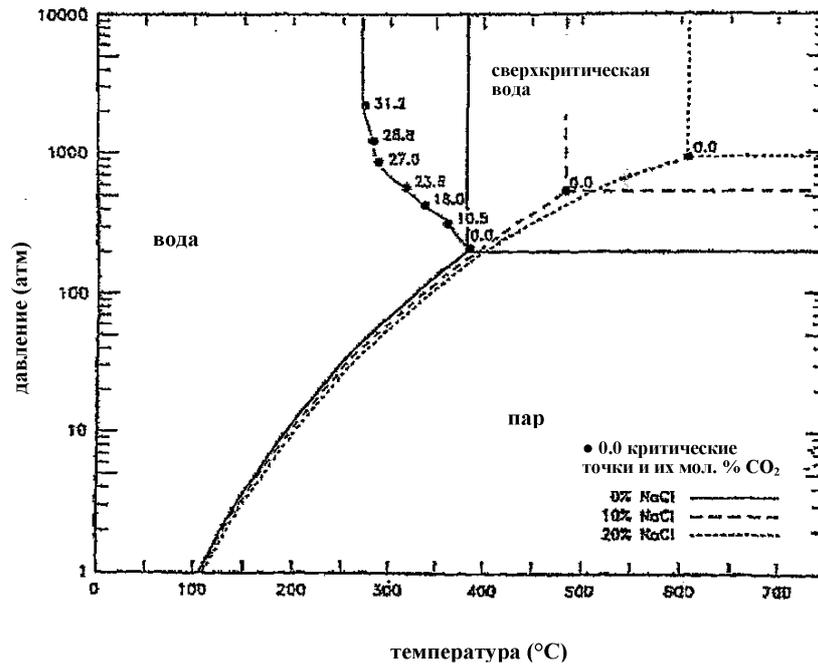
**ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ**

1. Устройство (1) для эффективного извлечения битума, сланцевой нефти, очень тяжелой и легкой нефти с использованием полностью автоматизированной системы управления, которая содержит добывающую установку(17), размещаемую в нефтяном слое (13), и блок (14)управления, присоединенный к технологическому блоку (15), которые находятся на поверхности, причем добывающая установка (17) имеет обсадную трубу (2), снабженную перфорацией (3), характеризующееся тем, что в обсадной трубе (2) размещен внутренний райзер (4), вокруг которого размещен внешний райзер (5), который также снабжен перфорацией (18) и имеет твердое днище (11), тогда как внутренний райзер (4) открыт снизу, и его днище (16) находится над днищем (11) наружного райзера (5), причем через внутренний райзер (4) проходит трос (9), конец которого, находящийся в нефтяном слое, заякорен на дне (11) внешнего райзера (5) а другой конец этого троса выведен на поверхность к блоку управления (14), при этом на тросе (9) в промежутке между днищем (11) и концом (16) внутреннего райзера (4) установлен по меньшей мере один датчик (10), который подключен кабелем к блоку управления (14), а блок управления (14) соединен с технологическим блоком (15).

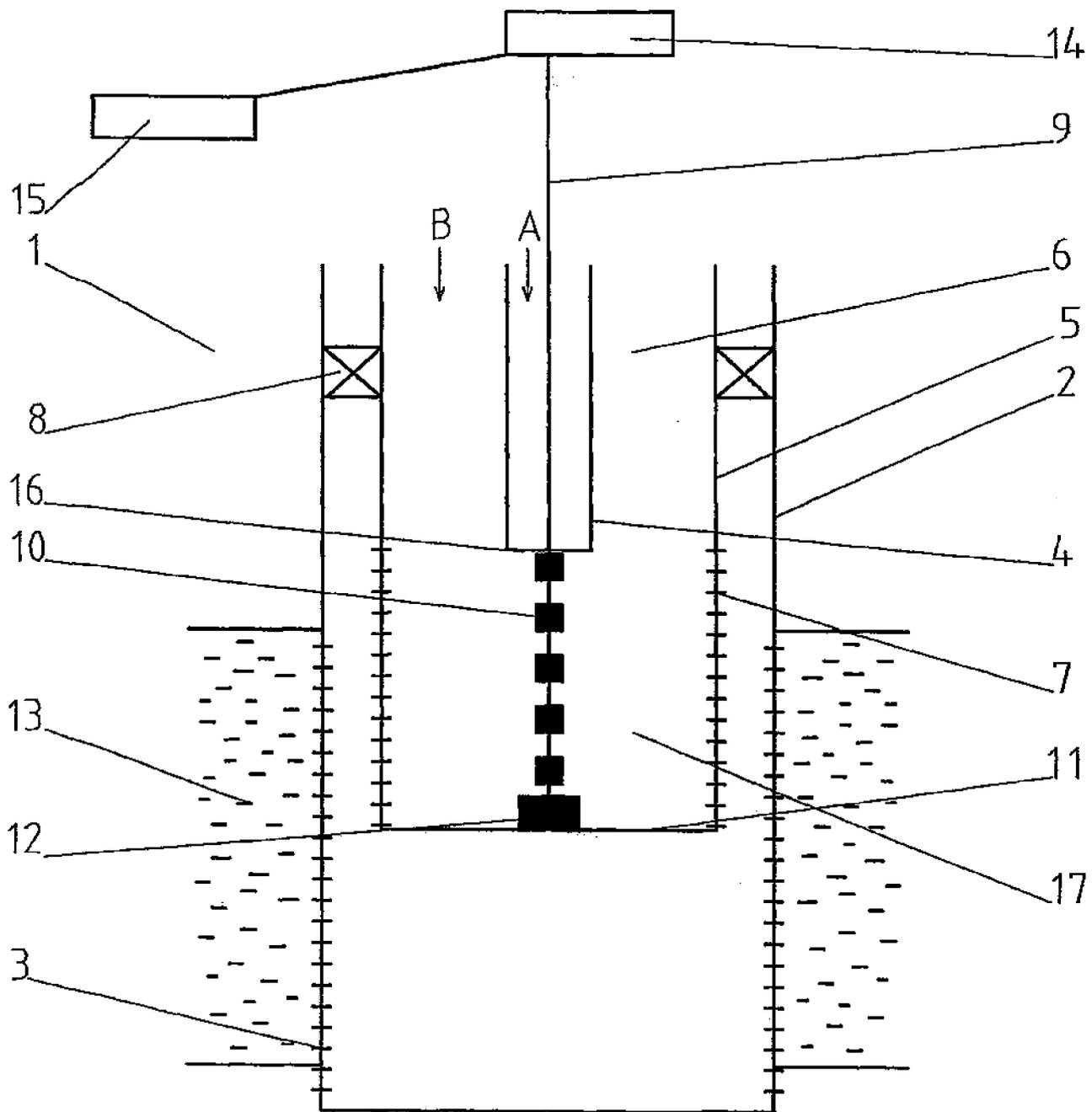
2.Способ подготовки добывающего устройства для контроля скважинного режима для последующей эффективной добычи, когда на поверхности размещены технологический блок и блок управления, отличающийся тем, что на месте добычи в нефтяном слое размещают добывающий узел с внутренним райзером для подачи одного химического состава, причем в буровую установку сбрасывают трос и заякоривают его во внешнем райзере, который предназначен для подачи второго химического состава и который расположен вокруг внутреннего райзера, причем на тросе под выходом из внутреннего райзера установлен по меньшей мере один датчик, соединенный кабелем с устройством управления, который, в соответствии с сигналами от датчиков температуры и давления, управляет технологическими блоками в том, что касается подачи составов, катализаторов и воды в заранее выбранную рабочую точку.

3. Способ по п.2, отличающийся тем, что в состав заранее, одновременно, или с задержкой добавляют катализаторы на основе металлов, таких как алюминий, цинк, железо, ванадий, молибден, вольфрам, марганец, предпочтительно в форме растворов или суспензий.

4.Способ по п.2 или 3, отличающийся тем, что его аналогичным образом используют в скважинах, пробуренных в нефтяных слоях (13) под наклоном или горизонтально.



Фиг. 1



Фиг.2

