

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **044053**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.07.20**

(21) Номер заявки  
**201991494**

(22) Дата подачи заявки  
**2017.12.22**

(51) Int. Cl. **C10G 29/00** (2006.01)  
**C10G 32/00** (2006.01)  
**C10L 3/10** (2006.01)

---

(54) **СПОСОБ ОБРАБОТКИ НЕФТИ ИЛИ ПРИРОДНОГО ГАЗА**

---

(31) **16206423.2**

(32) **2016.12.22**

(33) **EP**

(43) **2020.01.29**

(86) **PCT/EP2017/084468**

(87) **WO 2018/115482 2018.06.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**ТЕШ РАЙНЕР (ВН)**

(72) Изобретатель:  
**Теш Райнер, Анани Хассан (ВН)**

(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) US-A-6156946

Anonymous: "Licorice oil for eczema",  
Commonwealth Center for Holistic Herbal ism  
7 February 2012 (2012-02-07), XP002770508,  
Retrieved from the Internet:URL:https://  
commonwealthherbs.com/licorice-oil-for-eczema/  
[retrieved on 2017-05-24], the whole document

CN-A-104542835

GB-A-2303127

US-B1-6337204

US-A-2975103

---

(57) В изобретении описан способ обработки нефти, нефтяной фракции или природного газа, включающий: добавление а) первого компонента, который выбирают из материала, в частности из корней, растения рода *Glucyphiza* и/или древовидных микоризных грибов, и б) второго компонента, который выбирают из растительного материала, или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, в нефть, нефтяную фракцию или природный газ.

---

**B1**

**044053**

**044053**

**B1**

### Область, к которой относится настоящее изобретение

Изобретение относится к способу обработки нефти или природного газа, к нефти или природному газу, которые получают способом по настоящему изобретению, способу получения добавки для нефти или природного газа и к добавке для нефти или природного газа, которую получают способом по настоящему изобретению.

### Предпосылки создания настоящего изобретения

Присутствие серы и серосодержащих соединений в сырой нефти приводят к ухудшению ее качества (плотность в градусах АНИ, вязкость, присутствие солей, донных отложений и воды).

Такие серосодержащие соединения, прежде всего сульфиды, и в особенности растворимые сульфиды ( $H_2S$ ,  $HS^-$ ,  $S^{2-}$  или их комбинации), которые часто обнаруживают в нефтегазовых буровых водах вследствие активности сульфат-восстанавливающих бактерий (СВБ), вызывают серьезные проблемы вследствие их токсичности, наличия неприятного запаха, коррозионных свойств и возможности закупорки ствола скважин. Существующие в настоящее время технологии удаления сульфидов включают физические/химические способы, такие как отгонка паром или отходящим газом, окисление воздухом и осаждение. Однако для снижения уровней сульфидов микробиологическая обработка может быть более продуктивной и экономически выгодной альтернативой.

Попытки разработать микробиологические способы удаления серосодержащих продуктов из сырой нефти, нефти и производных предпринимались в течение продолжительного времени. Например, как описано в подробной статье, опубликованной в 1978 г. автором Malik (ссылка (1) в конце данного описания) исследовали бактерии

*Desulfovibrio desulfuricans*,

*Arthrobacter* sp., *Pseudomonas* sp., *Pseudomonas aeruginosa*, *Acinetobacter* sp.,

*Rhizobium* sp.

В патенте EP 0409314 A1 описан стабильный однофазный раствор микроэмульсий вода-в-масле, содержащий микроорганизмы и/или их части. Их получали при добавлении в сырую нефть и/или по меньшей мере в один продукт очистки неочищенной нефти указанного водного концентрированного раствора микроорганизмов и/или их частей, таким образом, что указанный водный раствор растворяется в сырой нефти или в очищенном продукте, и полученная таким образом смесь представляет собой стабильный однофазный раствор.

В патенте GB 2303127 А описан способ окисления сульфидных соединений в буровых водах, нефти и/или газах при контактировании с бактериальной культурой, предпочтительно с видом бактерий *Campylobacter*. Буровые воды, нефть или газ могут также содержать нитрат.

### Цель настоящего изобретения

Цель настоящего изобретения заключалась в разработке способа обработки углеводородсодержащего сырья, такого как нефть, нефтяные фракции или природный газ для снижения в нем уровня серы, серосодержащих соединений, прежде всего сульфидов, и/или для повышения плотности в градусах АНИ и/или для снижения вязкости в нефти, нефтяной фракции или природном газе.

### Краткое описание настоящего изобретения

Указанная цель достигалась с использованием способа по п.1 формулы изобретения для обработки углеводородсодержащего сырья, такого как нефть, нефтяная фракция или природный газ. В других объектах настоящего изобретения, определенных в других независимых пунктах формулы изобретения, предлагаются также углеводородный продукт, такой как нефть, нефтяная фракция или природный газ, полученные указанным способом, способ получения добавки к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяные фракции или природный газ, при этом добавку можно использовать для (обработки) углеводородсодержащего сырья, такого как нефть, нефтяная фракция или природный газ, для снижения уровня серы или серосодержащих соединений/или для повышения плотности в градусах АНИ и/или для снижения вязкости, а также добавка к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, которое получают способом по настоящему изобретению.

В настоящем изобретении предлагается способ (также называемый процессом) обработки углеводородсодержащего сырья, такого как нефть, нефтяные фракции или природный газ для снижения в нем содержания серы или серосодержащих соединений и/или для повышения плотности в градусах АНИ и/или для снижения вязкости в нефти, нефтяной фракции или в природном газе, включающий:

добавление

а) первого компонента, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, корни, содержат древовидные микоризные грибы и/или древовидных микоризных грибов, и

б) второго компонента, который выбирают из растительного материала, или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, причем пластиды выбраны из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций, причем водоросли, способны к фотосинтезу, в нефть, нефтяную фракцию или природный газ.

Способ по настоящему изобретению можно назвать биохимическим процессом, или ферментационным процессом для обработки нефти (также называемой сырой нефтью), нефтяных фракций и при-

родного газа.

Общие или конкретные варианты осуществления настоящего изобретения позволяют получить один или более следующих результатов для нефти и/или нефтяных фракций:

- снижение содержания сульфат-восстанавливающих бактерий (СВВ);
- снижение содержания серы и серосодержащих соединений;
- прежде всего снижение концентрации  $H_2S$ , предпочтительно до безопасных уровней (<10 част./млн), или даже значительное удаление  $H_2S$ ;
- снижение содержания солей;
- снижение содержания тяжелых металлов;
- повышение плотности в градусах АНИ, в скважинах в пласте или в перерабатывающих установках (вверх или вниз по потоку);
- снижение вязкости;
- повышение энергоемкости нефти или нефтяных фракций;
- получение очищенных продуктов (рафинатов) с высокой плотностью в градусах АНИ, что, кроме того, является экологически благоприятным;
- снижение коррозионных свойств в перерабатывающих установках и использованном оборудовании, например в газовых турбинах;
- снижение коррозионных свойств, например, в трубопроводах и танкерах, прежде всего микробиологически зависимых коррозионных свойств (МЗК);
- профилактика или снижение биозагрязнений.

Общие или конкретные варианты осуществления настоящего изобретения позволяют получить один или более следующих результатов для природного газа:

- снижение содержания серы (дезодорирование высокосернистого газа). Сера и серосодержащие продукты прежде всего образуют в газе фазу осадка;
- увеличение скорости теплового потока;
- уменьшение удельной плотности;
- увеличение объема;
- снижение концентрации  $H_2S$ , предпочтительно до безопасных уровней (<10 част./млн);
- снижение коррозионных свойств, например, в трубопроводах и резервуарах для хранения.

В общих или конкретных вариантах осуществления настоящего изобретения обеспечивается одно или более следующих преимуществ:

- пригодность для геолого-технических операций в нефтяной скважине и повышение объема добычи нефти;
- повышение объема нефтепродукта, нефти и/или нефтяных фракций в процессе переработки на технологических установках и повышение общей эффективности, прежде всего дебита скважины и/или выхода легких/средних фракций на нефтеперерабатывающем заводе;
- снижение энергетических затрат при транспортировке и снижение стоимости транспортировки сырой нефти;
- снижение механических неисправностей оборудования в связи с холодной и горячей коррозией;
- содействие концепции, направленной против разрушения или против истощения мировых запасов сырой нефти;
- прямое получение очищенной нефти с высокой плотностью в градусах АНИ;
- возможность применения в качестве чистого топлива в двигателях внутреннего сгорания, в качестве более надежного источника энергии, снижающего потребление топлива и уменьшающего загрязняющие выбросы;
- снижение воздействия на окружающую среду за счет уменьшения загрязняющих выбросов и парниковых газов, при добыче и переработке нефти или природного газа и потреблении нефтепродуктов, за счет повышения их эффективности и чистоты, изменяя парадигму (общепринятую модель).

Типичные и неограничивающие примеры нефтяных фракций, которые можно использовать в способе, включают ожигженный нефтяной газ (ОНГ), ожигженный природный газ (ОПГ), газолин (бензин), нефть, керосин, дизельное топливо, мазут, смазочные масла, твердые парафины, асфальт, тяжелое дизельное топливо, гудрон и битум.

Способ можно использовать вверх по направлению потока в подземных пластах и в наземных установках для регенерации, а также вниз по направлению потока в очистных и перерабатывающих установках.

Способ можно использовать для обработки нефти или нефтяной фракции, прежде всего битума, представляющего собой нефтеносный песчаник или включенного в его состав. Способ по настоящему изобретению можно использовать для обработки нефтеносных песчаников. Нефтеносные песчаники, известные также под названием нефтеносный песок или неочищенный битум (технический термин битуминозный песок) представляет собой тип залежей нефти. Нефтеносные песчаники могут быть рыхлым песком или частично цементированным песчаником, содержащим природную смесь песка, глины и воды, насыщенную плотной и вязкой формой нефти, техническим названием которой является битум.

Способ можно применять для обработки тяжелого дизельного топлива или шлама, образующегося из тяжелого дизельного топлива, прежде всего тяжелой топливной нефти или шлама, которые находятся в резервуарах для хранения топлива, например, в танкерах, в (промышленных) печах или в (промышленных) отходосжигательных заводах. При использовании, таким образом, способ может способствовать ожижению отложений в тяжелом дизельном топливе, прежде всего в шламе. В качестве альтернативы способ можно использовать для очистки тяжелого дизельного топлива.

В настоящем изобретении предлагается также углеводородный продукт, такой как нефть, нефтяная фракция или природный газ, получаемый или полученный указанным выше способом, характеризующийся сниженным содержанием серы и серосодержащих соединений и/или повышенной плотностью в градусах АНИ и/или сниженной вязкостью, или, в качестве дополнительного определения, включающие в качестве добавок описанные выше первый и второй компоненты.

В настоящем изобретении предлагается также способ получения добавки к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, включающий:

смешивание

а) первого компонента, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, корни, содержат древовидные микоризные грибы и/или древовидных микоризных грибов, и

б) второго компонента, который выбирают из растительного материала, или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, причем пластиды выбраны из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций, причем водоросли, способны к фотосинтезу.

В настоящем изобретении предлагается также способ получения добавки к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, получаемому или полученному указанным выше способом, или, в качестве дополнительного определения, включающим в качестве добавок указанные первый и второй компоненты.

Добавку можно использовать согласно описанному выше способу для обработки углеводородсодержащего сырья, такого как нефть, нефтяная фракция или природный газ.

В еще одном общем объекте настоящего изобретения предлагается также способ обработки нефти, нефтяной фракции или природного газа, включающий:

добавление

а) первого компонента, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, и/или древовидных микоризных грибов, и

б) конкретного второго компонента, который выбирают из растительного материал, или ингредиента, который выбирают из оливкового масла, предпочтительно неочищенного оливкового масла и/или листового экстракта из листьев растения рода *Olea*, предпочтительно *Olea europaea* в нефть, нефтяную фракцию или природный газ.

Согласно данному объекту, строгая необходимость отсутствует, но допускается, чтобы конкретный второй компонент включал пластиды. В настоящем изобретении предлагается также углеводородный продукт, такой как нефть, нефтяная фракция или природный газ, получаемый или полученный указанным выше способом, или, в качестве дополнительного определения, включающие в качестве добавок указанные выше первый и второй конкретный компоненты.

В настоящем изобретении предлагается также способ получения добавки углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, включающий:

смешивание

а) первого компонента, который выбирают из материала, предпочтительно из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, и/или древовидных микоризных грибов, и

б) конкретного второго компонента, который выбирают из растительного материала, или ингредиента, который выбирают из оливкового масла, предпочтительно неочищенного оливкового масла, и/или листового экстракта из листьев растения рода *Olea*, предпочтительно *Olea europaea*.

Согласно данному изобретению, строгая необходимость отсутствует, но допускается, чтобы конкретный второй компонент включал пластиды. В настоящем изобретении предлагается также добавка к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, получаемым или полученным указанным выше способом, или, в качестве дополнительного определения, включающим в качестве добавок указанные выше первый и конкретный второй компоненты.

#### **Подробное описание настоящего изобретения**

Любая нумерация компонентов, такая как "первый компонент" и "второй компонент", предназначена для того, чтобы отличать компоненты друг от друга и давать им наименования в виде аббревиатуры. Такая нумерация не предназначена для обозначения порядка добавления или применения.

Если в настоящем изобретении используют или применяют жидкий углеводород, то его выбирают из одного или более алифатических и ароматических углеводородов.

Алифатическим углеводородом может являться спирт. В одном из более конкретных вариантов спирт представляет собой алифатический спирт, предпочтительно  $C_1$ - $C_{10}$ спирт, такой как метанол, этанол, пропанол, бутанол или пентанол, а также все их изомеры.

Ароматический углеводород по настоящему изобретению может включать бензол, толуол, ксилол и

любые смеси одного или более этих веществ.

Жидкий углеводород предпочтительно не является триглицеридом или растительным маслом.

Термин "жидкий" прежде всего означает жидкое состояние при стандартной температуре осуществления способов по настоящему изобретению, прежде всего при комнатной температуре, еще более предпочтительно при 20 или по меньшей мере при 20°C.

Первый компонент.

Первый компонент выбирают из материала, предпочтительно корней растения рода *Glycyrrhiza*, и/или древовидных микоризных грибов (ДМГ).

Материалом, предпочтительно корнями растения рода *Glycyrrhiza*, в конкретном варианте осуществления настоящего изобретения является материал, прежде всего корни *Glycyrrhiza glabra*. Известно, что *Glycyrrhiza* существует в симбиозе с древовидными микоризными грибами (часто упоминаются в сокращенном виде как ДМГ или под названием *Glomeromycota*). Материал, прежде всего корни, использованный в настоящем изобретении, может содержать ДМГ, предпочтительно в симбиотическом родстве.

Конкретные примеры растений рода *Glycyrrhiza* включают:

*Glycyrrhiza acanthocarpa*, *Glycyrrhiza aspera*, *Glycyrrhiza astragalina*,  
*Glycyrrhiza bucharica*, *Glycyrrhiza echinata*, *Glycyrrhiza eglandulosa*, *Glycyrrhiza foetida*, *Glycyrrhiza foetidissima*, *Glycyrrhiza glabra* L., прежде всего *Glycyrrhiza glabra* var. *glabra*, *Glycyrrhiza glabra glandulifera*, *Glycyrrhiza gontscharovii*,  
*Glycyrrhiza iconica*, *Glycyrrhiza inflata*, *Glycyrrhiza korshinskyi*, *Glycyrrhiza squamulosa*, *Glycyrrhiza lepidota*, *Glycyrrhiza pallidiflora*, *Glycyrrhiza triphylla*  
(синоним: *Meristotropis triphylla*), *Glycyrrhiza uralensis*, *Glycyrrhiza yunnanensis*.

Можно использовать любые комбинации одного или более растений рода *Glycyrrhiza*, прежде всего *Glycyrrhiza glabra*, с одним или более ДМГ, прежде всего с ДМГ, упомянутом в данном контексте, таком как ДМГ рода *Glomus*, рода *Acaulospora*, *Glomus mossae* или *Acaulospora laevis*.

Материал растения рода *Glycyrrhiza* может представлять собой любой материал, такой как целое растение, или части растения, такие как стебли, листья, корни или любая смесь частей растения. В наиболее предпочтительном варианте материалом являются корни. Материал может представлять собой обработанный материал, например, высушиванием, измельчением, дроблением, перетиранием или комбинацией упомянутых способов. В другом варианте материал можно дополнительно или в другом варианте суспендировать и/или выдерживать в жидкости, предпочтительно и без ограничения, в жидком углеводороде, предпочтительно в спирте, таком как этанол, пропанол, этанол, и/или в жидком ароматическом углеводороде, таком как толуол или ксилол. Можно использовать смесь жидких углеводородов, такую как керосин.

Можно использовать ДМГ из любого источника. ДМГ можно использовать в изолированном виде. ДМГ можно суспендировать и/или выдерживать в жидкости предпочтительно и без ограничения, в жидком углеводороде, предпочтительно в жидком спирте и/или в жидком ароматическом углеводороде, таком как толуол или ксилол. Можно использовать смесь жидких углеводородов, такую как керосин.

В одном варианте древовидные микоризные грибы (ДМГ) выбирают из грибов рода *Glomus* и/или рода *Acaulospora*, и предпочтительно выбирают из *Glomus mossae* или *Acaulospora laevis*. Такие грибы и способы их получения описаны в работе Yadav и др., *Agric Res.* 2(1), 43-47 (2013), которая включена в настоящее описание в качестве ссылки.

ДМГ, которые можно использовать в настоящем изобретении, включают ДМГ следующего рода:

*Acaulospora*, *Ambispora*, *Archaeospora*, *Diversispora*, *Entrophospora*,  
*Funneliformis*, *Geosiphon*, *Gigaspora*, *Glomus*, *Claroideoglomus*, *Otospora*,  
*Pacispora*, *Paraglomus*, *Racocetra*, *Redeckera*, *Rhizophagus*, *Scutellospora*,  
*Sclerocystis*.

Дополнительные ДМГ и информация о них представлена в книге: Tancredo Souza, *Handbook of Arbuscular Mycorrhizal Fungi*, Springer International Publishing Switzerland 2015, ISBN 978-3-319-24848-6, ISBN 978-3-319-24850-9 (eBook), DOI 10.1007/978-3-319-24850-9, Library of Congress Control Number: 2015953773, которая полностью включена в данное описание в качестве ссылки.

Второй компонент.

Второй компонент можно выбрать из:

- i) растительного материала или ингредиента, содержащего пластиды,
- ii) водорослей,
- iii) цианобактерий,

либо в отдельности, либо в любой их комбинации или подкомбинации.

Термин "растительный материал или ингредиент, включающий пластиды", называемый в данном контексте также "растительным материалом или ингредиентом", может означать любую часть растения, такую как плоды, листья или стебли. Растительным ингредиентом может быть любой ингредиент, при-

сутствующий в растении или полученный из растения, например, и без ограничения перечисленным, при помощи прессования или экстракции. Примеры растительных ингредиентов включают такие материалы, как масло или сок, но не ограничиваясь только ими.

Пластиды представляют собой органеллы, которые обнаруживают в клетках растений и водорослей. В одном варианте пластиды выбирают из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций. Известно, что лейкопласты, в том числе включают запас липидов, прежде всего конкретным видом лейкопластов являются элайопласты.

Растительный материал может содержать одно или более следующих веществ:

пигменты;  
триглицериды,  
жирные кислоты,  
глюкозиды,  
акинеты,

либо в отдельности, либо в любой их комбинации или подкомбинации.

Цианобактерии могут находиться в стадии покоя или являться делящимися. В некоторых вариантах цианобактерией является акинета цианобактерии. Акинеты представляют собой клетки в стадии покоя, которые прорастают, когда становятся доступными свет и питательные элементы.

Цианобактерии можно прежде всего выбирать из следующего ряда:

*Chroococcales*, прежде всего *Chroococcus* или *Gloeocapsa*, *Gloeobacterales*,  
*Nostocales*, прежде всего семейств *Microchaetaceae*, *Nostocaceae* *Rivulariaceae*,  
*Scytonemataceae*, *Oscillatoriales*, *Pleurocapsales*, *Prochlorales*, прежде всего  
семейств *Prochloraceae*, *Prochlorococcaceae*, *Prochlorotrichaceae*, *Stigonematales*.

Можно использовать также род *Acaryochloris*.

Растительным материалом или ингредиентом может являться обработанный материал, например, высушиванием, измельчением, дроблением, перетиранием или комбинацией упомянутых способов. В другом варианте растительный материал можно дополнительно или в другом варианте суспендировать, растворять, эмульгировать и/или выдерживать в жидкости, предпочтительно, в жидком углеводороде, предпочтительно, но не ограничиваясь только им, в жидком ароматическом углеводороде, таком как толуол или ксилол.

Растительный материал или ингредиент в других вариантах осуществления настоящего изобретения, прежде всего в комбинации с предыдущим вариантом, включает соединение, принадлежащее к классу фенилэтаноидов, прежде всего сложный эфир тирозола и эленовой кислоты, который в дальнейшем можно гидроксिलировать и гликозилировать. Прежде всего пригодные соединения выбирают из 10-гидроксиолеуропеина, лигстрозида, 10-гидроксилигстрозида, олеокантала и олеуропеина (метиловый эфир (4S,5E,6S)-4-[2-[2-(3,4-дигидроксифенил)этокси]-2-оксоэтил]-5-этилиден-6-[[[(2S,3R,4S,5S,6R)-3,4,5-тригидрокси-6-(гидроксиметил)-2-тетрагидропиранил]окси]-4Н-пиран-3-карбоновой кислоты]). Считается, что такие соединения оказывают вредное воздействие на СВБ. Такое соединение(я) предпочтительно содержится в растительном материале или ингредиенте, если им является оливковое масло.

В одном варианте растением является растение рода *Olea*, прежде всего *Olea europaea*.

В одном варианте растительным материалом или ингредиентом является растительное масло или растительный экстракт, прежде всего экстракт из листьев.

Растительным материалом или ингредиентом может быть оливковое масло или экстракт из листьев растения рода *Olea*, прежде всего *Olea europaea*. Очень благоприятным растительным материалом или ингредиентом является оливковое масло первого отжима *virgin* или *extra virgin*, то есть неочищенное оливковое масло, или очищенное оливковое масло.

Термин "водоросли" предпочтительно означает водоросли, способные к фотосинтезу. Водоросли предпочтительно включают пластидные пигменты. Водоросли могут быть микроводорослями и макроводорослями. Водоросли можно выбирать из красных водорослей, бурых водорослей, *Chrysophyceae* (золотых водорослей), диатомовых водорослей и зеленых водорослей. Водоросли можно выбирать из водорослей, присутствующих в фитопланктоне.

Водоросли или цианобактерии, или водоросли или цианобактерии в составе растительного материала или ингредиента, можно культивировать и/или выдерживать в жидкости, прежде всего, но не ограничиваясь только ими, в жидком углеводороде, предпочтительно в спирте или жидком ароматическом углеводороде, таком как толуол или ксилол. Можно использовать смесь жидких углеводородов, такую как керосин.

Первый и второй компоненты можно последовательно или одновременно добавлять в нефть, нефтяную фракцию или природный газ. В благоприятном варианте осуществления настоящего изобретения первый и второй компоненты смешивают друг с другом и затем хранят до добавления в нефть, нефтяную фракцию или природный газ. Добавку можно получать из первого и второго компонентов способом по настоящему изобретению получения добавки, и данную добавку добавлять в нефть, нефтяную фракцию

и природный газ.

Термин "смешивание", использованный в настоящем изобретении, означает любой тип смешивания, или добавление первого материала ко второму материалу, или наоборот. Термин "смешивание" не обязательно включает, но может включать встряхивание, такое как перемешивание.

Без ограничения какой-либо теорией, но не ограничиваясь только ими, считается, что первый и второй компоненты вступают в реакцию и/или ассоциацию друг с другом, которая по своей природе может быть химической или биологической. Биологической реакцией может быть, например, образование популяции организмов. Реакция или ассоциация может изменить характерные свойства отдельных компонентов. В настоящем изобретении предлагаются также способы и продукты, в которых происходит или может происходить такая реакция/ассоциация первого и второго компонентов.

Без ограничения какой-либо теорией, но не ограничиваясь объемом изобретения, считается, что ДМГ и цианобактерии, или ДМГ и пластиды, или ДМГ и цианобактерии или геном цианобактерий в растительном материале или ингредиенте, или ДМГ и водоросли или геном водорослей, образуют популяцию организмов симбиотического характера, которую также можно назвать «лишайником» или «лишайниково-подобной» структурой. Согласно эндосимбиотической теории считается, что хлоропласты развиваются из цианобактерий. Таким образом, в случае цианобактерий считается, что лишайник или лишайниково-подобный организм может образоваться также при контактировании с ДМГ. В работе A. Klotz и др., *Awakening of a dormant cyanobacterium. Resuscitation of chlorotic cells reveals a genetically determined program.* Current Biology, October 2016 DOI: (10.1016/i.cub.2016.08.054; <https://www.sciencedaily.com/releases/2016/10/161006124409.htm>) описаны цианобактерии в стадии покоя, а также тот факт, что цианобактерии могут прорасти. Не ограничиваясь какой-либо теорией, и не ограничиваясь таким механизмом действия, считается, что популяция организмов ДМГ и цианобактерий или водорослей оказывает вредное воздействие на СВБ в нефти или в природном газе.

В одном варианте способа обработки нефти, фракции нефти или природного газа по настоящему изобретению добавление первого и второго компонентов осуществляют способом, включающим следующие стадии:

добавление второго компонента в нефть, нефтяную фракцию или природный газ,  
выдерживание нефти, нефтяной фракции или природного газа, например, в течение времени выдерживания в непрерывном или периодическом режиме,

добавление смеси первого и второго компонентов в нефть, фракцию нефти или природный газ.

В данном варианте осуществления настоящего изобретения нефть, нефтяную фракцию или природный газ на первой или предыдущей стадии обрабатывают только вторым компонентом, в отсутствие первого компонента. Концентрации второго компонента на этой предыдущей стадии могут отличаться от концентраций второго компонента на стадии, на которой также добавляют первый компонент. Было установлено, что плотность в градусах АНИ можно уже увеличить и содержание серы и/или соли можно снизить заранее, до обработки смесью первого и второго компонентов. Считается, что так называемая стадия, предшествующая добавлению второго компонента, оказывает вредное воздействие на СВБ.

В другом варианте способа по настоящему изобретению первый компонент и второй компонент, которые добавляют в нефть, нефтяную фракцию или природный газ, предназначенные для обработки, содержатся в первой (также называемой ранее полученной) нефти, первой (также называемой ранее полученной) нефтяной фракции или первом (также называемом ранее полученным) природном газе, при этом первую нефть, первую нефтяную фракцию или первый природный газ добавляют в нефть, нефтяную фракцию или природный газ, предназначенные для обработки. В данном варианте первой или ранее полученной нефтью/нефтяной фракцией/природным газом могут быть нефть/нефтяная фракция/природный газ, обработанные ранее способом по настоящему изобретению.

В одном варианте способа обработки нефти, нефтяной фракции или природного газа способ включает добавление дополнительного компонента в нефть, нефтяную фракцию или природный газ, при этом дополнительный компонент выбирают из бактерицида, по меньшей мере одного амина, по меньшей мере из одного соединения аммония или четвертичного аммония или из их смеси.

Данную стадию предпочтительно осуществляют перед добавлением первого и второго компонентов, или перед добавлением второго компонента исключительно согласно ранее упомянутому варианту. После добавления указанного дополнительного компонента нефть, нефтяную фракцию или природный газ оставляют на хранение. Таким образом, способ обработки нефти, нефтяной фракции или природного газа может включать следующие стадии в следующем порядке:

добавление дополнительного компонента в нефть, нефтяную фракцию или природный газ, который выбирают из бактерицида, по меньшей мере одного амина, по меньшей мере из одного соединения аммония или четвертичного аммония или из их смеси,

выдерживание нефти, нефтяной фракции или природного газа,

добавление второго компонента в нефть или в нефтяную фракцию,

выдерживание нефти или нефтяной фракции,

добавление смеси первого и второго компонентов в нефть, нефтяную фракцию или природный газ.

Термин "выдерживание" означает нахождение (или выжидание) без встряхивания или с встряхива-

нием.

Термин "выдерживание" означает непрерывный, прерываемый и периодический процессы. В непрерывном процессе время, в течение которого выдерживают материал, представляет собой время нахождения, прежде всего среднее время нахождения, например, время нахождения в корпусном реакторе или в трубчатом реакторе.

Соединение амина или четвертичного аммония в одном варианте является водорастворимым.

Бактерицид можно выбирать из бактерицидов, оказывающих вредное воздействие на СВБ. Наиболее благоприятным бактерицидом является глутаровый альдегид.

Дополнительный компонент, который выбирают из бактерицидов, по меньшей мере одного амина, по меньшей мере одного соединения четвертичного аммония или из их смеси, предпочтительно используют в водной среде. Таким образом, дополнительный компонент предпочтительно присутствует в водной среде, например, в виде раствора, эмульсии или суспензии, и в таком состоянии его добавляют в нефть, нефтяную фракцию или природный газ. Использование водной среды приводит по меньшей мере к частичной экстракции СВБ, прежде всего инактивированных СВБ из нефти, нефтяной фракции или природного газа.

Нефть или нефтяная фракция, обработанная способом по настоящему изобретению, представляет собой продукт, характеризующийся одним или более свойств:

высокая плотность в градусах АНИ (АНИ означает Американский нефтяной институт), прежде всего более 40 градусов АНИ при 59°F,

низкое содержание серы, прежде всего менее 0,2%,

низкое содержание соли, прежде всего менее 10 фунтов/1000 баррелей,

высокая энергоемкость, предпочтительно более чем в 3 раза превышающая величину энергоемкости коммерческого топлива для реактивных двигателей,

продукт соответствует качеству сверхлегкой дезодорированной нефти,

из продукта получают очищенное топливо (рафинаты) с высокой плотностью в градусах АНИ,

продукт можно использовать, например, в двигателях внутреннего сгорания.

Природный газ, обработанный способом по настоящему изобретению, представляет собой продукт, характеризующийся одним или более свойств:

сниженная удельная плотность за счет удаления H<sub>2</sub>S;

повышенная теплоемкость за счет очистки и дезодорирующей сероочистки;

сниженная коррозионная активность обработанного природного газа.

Сырьевые нефть, нефтяная фракция или природный газ или часть сырья можно обрабатывать в непрерывном или периодическом режиме. Способом обработки предпочтительно является непрерывный режим.

В другом варианте продукт, предназначенный для обработки согласно способу, смешивают с дополнительной нефтью, дополнительной нефтяной фракцией, которые не подвергались обработке аналогичным образом. Такое смешивание может снизить плотность в градусах АНИ, повысить содержание серы и повысить содержание соли, однако при выборе пригодного соотношения для смешивания указанные параметры можно установить в требуемом и все еще благоприятном интервале.

Таким образом, способ обработки нефти, нефтяной фракции по настоящему изобретению может также включать:

Добавление нефти, нефтяной фракции, которые были обработаны при добавлении первого и второго компонентов, в дополнительную нефть, дополнительную нефтяную фракцию, которые не были обработаны таким способом. С использованием данного способа можно обеспечить также одно или более преимуществ, которые были описаны для способа выше, например, снижение содержания серы и серо-содержащих соединений, включая плотность в градусах АНИ, и т.п., также и в дополнительной нефти (нефтяной фракции). В данном варианте продукт после обработки можно использовать для дополнительной обработки дополнительной нефти (фракции) с целью обеспечения преимуществ обработки. Таким образом, для осуществления способа отсутствует строгая необходимость получения добавки по настоящему изобретению. Использование добавки является одной альтернативой способа обработки. Другой альтернативой является использование продукта, полученного указанным способом, для продолжения способа обработки дополнительной нефти (фракции).

Такой способ можно продолжать при необходимости достаточно часто, расширяя область применения способа следующим образом:

повторение описанной выше стадии добавления один или более раз, обрабатывая таким образом дополнительную нефть или фракцию нефти, которые до этого не были обработаны. Схему такого повторяемого способа, осуществляемую в несколько этапов обработки, можно проиллюстрировать следующим образом:

1) обработка нефти (фракции) (1<sup>ый</sup> этап) первым и вторым компонентами;

2) получение обработанной нефти (фракции) (продукта 1<sup>го</sup> этапа). Продукт 1<sup>го</sup> этапа включает первый и второй компонент;

3) обработка нефти (фракции) (2<sup>ой</sup> этап) продуктом 1<sup>го</sup> этапа;



4) получение обработанной нефти (фракции) (продукт 2<sup>го</sup> этапа). Продукт 2 этапа включает первый и второй компонент;

5) повторение пунктов 3) и 4) при необходимости достаточное число раз. В одном варианте настоящего изобретения способ включает: добавление жидкого ароматического углеводорода в нефть или в нефтяную фракцию, которые были обработаны при добавлении первого и второго компонентов (которые называются продуктом по способу).

Продукт, полученный способом по настоящему изобретению, можно хранить с целью дальнейшего применения, например, для последующей обработки дополнительной нефти (фракции), которая все еще предназначена для обработки. Было установлено, что добавление жидкого ароматического углеводорода ускоряет действие продукта, когда его используют для обработки дополнительной нефти или дополнительной нефтяной фракции. Не ограничиваясь какой-либо теорией, считается, что жидкий ароматический углеводород служит субстратом для поддержания, роста и/или пролиферации биологического комплекса, который образует первый и второй компоненты. Такое поддержание, рост и/или пролиферация способствуют возможной дополнительной обработке дополнительной нефти (фракции). Жидкий ароматический углеводород может представлять собой чистый жидкий ароматический углеводород или содержаться в нефтяной фракции, которая не предназначена для обработки с любой целью способа по настоящему изобретению, например, для снижения содержания серы и серосодержащих соединений. Прежде всего, жидкий ароматический углеводород может содержаться в дизельном топливе. Таким образом, дизельное топливо можно добавлять в нефть или в нефтяную фракцию, которые были обработаны при добавлении первого и второго компонентов.

В одном варианте способ включает:

добавление жидкого ароматического углеводорода в нефть или нефтяную фракцию, которые были обработаны при добавлении первого и второго компонентов, и затем добавление этой смеси в дополнительную нефть или дополнительную нефтяную фракцию, которые не были обработаны. Эффект добавления жидкого ароматического углеводорода был описан выше: было установлено, что добавление жидкого ароматического углеводорода ускоряет действие продукта, когда его используют для обработки дополнительной нефти или дополнительной нефтяной фракции. Как и в описанном выше варианте, жидкий ароматический углеводород может представлять собой чистый жидкий ароматический углеводород или содержаться в нефтяной фракции, которая не предназначена для обработки с любой целью способа по настоящему изобретению, например, для снижения содержания серы и серосодержащих соединений. Прежде всего, жидкий ароматический углеводород может содержаться в дизельном топливе. Таким образом, дизельное топливо можно добавлять в нефть или в нефтяную фракцию, которые были обработаны добавлением первого и второго компонентов, перед добавлением в дополнительную нефть или дополнительную нефтяную фракцию, которые не были обработаны.

В другом варианте способ обработки включает:

промывку нефти или нефтяной фракции водной жидкой фазой после их обработки при добавлении первого и второго компонентов. Такая промывка предназначена для удаления или по меньшей мере снижения содержания серы и серосодержащих соединений в/из обработанной нефти (фракции) и оказывает такой эффект. Например, H<sub>2</sub>S в составе нефти можно превратить в серу или другое серосодержащее соединение, которое можно осадить или которое может оставаться в некоторой степени в обработанной нефти (фракции). Такую серу или другое серосодержащее соединение можно удалить вымыванием из нефти (фракции). Водная фаза может состоять из воды, или включать воду, или ее можно получать на основе воды (более 50 об.% воды в составе жидкой водной фазы). Промывку можно проводить при комнатной температуре, прежде всего при 20-25°C, или при повышенной температуре, например, при 30-60°C. Водная жидкая фаза при необходимости может при необходимости содержать связывающие агенты для связывания серы и серосодержащих соединений. Пригодными связывающими агентами являются гидроксиды, такие как NaOH.

В другом объекте настоящего изобретения предлагается способ получения нефтепродукта, включающий:

I) отведение части сырьевой нефти или нефтяной фракции,

II) обработку указанной части сырья способом обработки нефти, нефтяной фракции, как описано выше,

III) смешивание продукта, полученного в п. II), с остальной частью сырья, которое не было обработано способом обработки нефти, нефтяной фракции.

Данный способ получения может представлять собой непрерывный способ, который можно использовать вверх по потоку в подземных пластах и в наземных регенерационных установках, а также вниз по потоку в очистных и перерабатывающих установках.

Способ получения может включать одну или более из следующих стадий:

отведение части сырья в масляно-водяной сепаратор и отделение воды;

нагревание отделенного потока нефти.

Добавка.

Приведенное ниже описание относится к другим объектам упомянутого выше способа (см. раздел

"Краткое описание настоящего изобретения") для получения добавки к нефти, нефтяной фракции или природного газа. Такую добавку можно получать, как описано в примере 1 в разделе "Примеры".

Добавка содержит описанный выше первый компонент, который выбирают из материала, предпочтительно корней растения рода *Glucyrrhiza* и/или древовидных микоризных грибов, и описанный выше второй компонент, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, согласно основным и конкретным вариантам осуществления настоящего изобретения.

Первый и/или второй компоненты могут уже содержать жидкий компонент. В другом варианте или дополнительно для получения добавки можно добавлять по меньшей мере одно жидкое вещество. В одном варианте такое жидкое вещество можно выбирать из жидкого углеводорода, предпочтительно жидкого спирта и/или жидкого ароматического углеводорода, такого как бензол, толуол или ксилол. Можно использовать смесь жидких углеводородов, такую как керосин.

В одном варианте первый и второй компоненты подвергают действию света при смешивании и/или после смешивания. Светом предпочтительно является видимый свет, который может состоять из одной или более длин волн. Свет можно использовать из источника белого света. В одном варианте светом является дневной свет. Кроме того, воздействие света можно осуществлять при смешивании дополнительных компонентов и/или после смешивания дополнительных компонентов.

В одном варианте способ получения добавки включает смешивание или добавление халконоидного соединения в качестве дополнительного компонента. Термин "халконоидное соединение" означает халкон и производные халкона (1,3-дифенилпроп-2-ен-1-она), такие как замещенные халконы, предпочтительно замещенные в одном из ароматических колец. Не ограничивающие примеры заместителей включают группы гидрокси, алкокси, прежде всего метокси или этокси, галоген или алкенил. Конкретный пример включает 2,4,4'-триметоксихалкон.

В одном варианте способ получения добавки включает смешивание или добавление растительного материала семейства *Asteraceae* или *Costaceae*, предпочтительно вида *Saussurea*, прежде всего *Saussurea costus*, или рода *Costus* в качестве дополнительного компонента (см. ссылки <https://en.wikipedia.org/wiki/Costus> и [https://en.wikipedia.org/wiki/Saussurea\\_costus](https://en.wikipedia.org/wiki/Saussurea_costus), которые полностью включены в данное описание в качестве ссылок). Данный растительный материал можно обрабатывать, прежде всего пропитывать жидким углеводородом, предпочтительно жидким спиртом и/или жидким ароматическим углеводородом.

В одном варианте способ получения добавки включает смешивание или добавление в качестве дополнительного компонента одного или более спиртов. В одном особом варианте спиртом является алифатический спирт, предпочтительно C<sub>1</sub>-C<sub>10</sub>спирт, такой как метанол, этанол, пропанол, бутанол или пентанол и все их изомеры.

В одном варианте способ получения добавки включает смешивание или добавление в качестве дополнительного компонента углеводорода, предпочтительно ароматического углеводорода, такого как толуол или ксилол.

В одном варианте способ получения добавки включает смешивание или добавление в качестве дополнительного компонента демульгатора и/или флокулянта.

В одном варианте смесь или продукт выдерживают после смешивания компонентов. В предпочтительном варианте первый и второй компоненты контактируют друг с другом перед добавлением их в нефть, нефтяную фракцию или природный газ с целью образования так называемой добавки. В еще более предпочтительном варианте смесь первого и второго компонентов, и дополнительные компоненты, если они присутствуют, выдерживают перед добавлением в нефть, нефтяную фракцию или природный газ.

В конкретном варианте смесь выдерживают после смешивания компонентов по меньшей мере в течение 1, предпочтительно по меньшей мере в течение 2 или по меньшей мере в течение 4, или по меньшей мере 6, или по меньшей мере в течение 8, или от 8 до 12, или от 10 до 12 ч.

Смешивание компонентов можно осуществлять последовательно, постадийным способом. В еще одном варианте промежуточный продукт выдерживают после каждой стадии смешивания, т.е. после добавления каждого компонента. Время выдерживания может быть по меньшей мере 1, предпочтительно по меньшей мере 2, или по меньшей мере 4, или по меньшей мере 6, или по меньшей мере 8, или от 8 до 16, или от 10 до 12 ч.

В более конкретном способе получения добавки смешивание первого и второго компонентов осуществляют при выполнении следующих стадий:

- i) смешивание первого компонента и по меньшей мере одного первого жидкого соединения для получения первой жидкой композиции,
- ii) смешивание второго компонента и по меньшей мере одного второго жидкого соединения для получения второй жидкой композиции,
- iii) смешивание первой жидкой композиции и второй жидкой композиции.

Настоящее изобретение относится также к независимому (т.е. к независимому от описанного выше способа) способу получения добавки нефти, нефтяной фракции или природному газу, который включает

смешивание

первого компонента, который выбирают из материала, предпочтительно корней, растения рода *Glycyrrhiza*, и/или древовидных микоризных грибов и

второго компонента, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии,

при этом смешивание осуществляют при выполнении следующих стадий:

i) смешивание первого компонента и по меньшей мере одного первого жидкого соединения для получения первой жидкой композиции,

ii) смешивание второго компонента и по меньшей мере одного второго жидкого соединения для получения второй жидкой композиции,

iii) смешивание первой жидкой композиции и второй жидкой композиции.

В данном способе для получения добавки можно использовать некоторые конкретные варианты, которые были описаны выше.

Первое и второе жидкие соединения могут быть одинаковыми или различными. Первое и второе жидкие соединения могут представлять собой жидкий углеводород, предпочтительно жидкий спирт и/или жидкий ароматический углеводород, такой как толуол или ксилол.

Стадию i) можно выполнять последовательно при добавлении порций материала, предпочтительно корней растения рода *Glycyrrhiza* в объем первого жидкого соединения в ходе последовательных стадий с последующим выдерживанием между стадиями в течение 1, предпочтительно по меньшей мере 2, или по меньшей мере 4, или по меньшей мере 6, или по меньшей мере 8, или от 8 до 16, или от 10 до 12 ч.

Первую жидкую композицию перед смешиванием со второй жидкой композицией можно выдерживать по меньшей мере в течение 1, предпочтительно по меньшей мере 2, или по меньшей мере 4, или по меньшей мере 6, или по меньшей мере 8, или от 8 до 16, или от 10 до 12 ч. Материал, предпочтительно корни растения рода *Glycyrrhiza*, можно в другом варианте или дополнительно суспендировать и/или пропитывать жидкостью, прежде всего, и, не ограничиваясь только им, жидким углеводородом, предпочтительно жидким спиртом и/или жидким ароматическим углеводородом, таким как толуол или ксилол. Можно использовать смесь жидких углеводородов, такую как керосин.

Стадия i) может включать добавление одного или более спиртов. В одном более конкретном варианте спирт представляет собой алифатический спирт, предпочтительно C<sub>1</sub>-C<sub>10</sub>спирт, такой как метанол, этанол, пропанол, бутанол или пентанол, а также все их изомеры.

В другом объекте настоящее изобретение относится также к применению смеси

а) первого компонента, который выбирают из материала, прежде всего корней растения рода *Glycyrrhiza* и/или древовидных микоризных грибов и

б) второго компонента, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающих пластиды, водоросли и/или цианобактерии, для обработки нефти, фракции нефти или природного газа.

В еще одном объекте настоящее изобретение относится также к применению компонента, который выбирают из материала, прежде всего корней, растения рода *Glycyrrhiza* и/или древовидных микоризных грибов, для обработки нефти, нефтяной фракции или природного газа. Этот объект относится к применению только первого компонента.

В другом объекте настоящее изобретение относится также к применению компонента, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, для обработки нефти, нефтяной фракции или природного газа. Этот объект относится к применению только второго компонента.

#### Краткое описание фигур

На фиг. 1 представлено схематическое изображение способа по настоящему изобретению для обработки подземного нефтяного пласта.

На фиг. 2 представлено схематическое изображение способа по настоящему изобретению обработки нефти и ее фракций в наземных регенерационных установках и очистных и перерабатывающих установках вниз по потоку.

На фиг. 3 представлено схематическое изображение способа по настоящему изобретению обработки подземного пласта природного газа.

На фиг. 4 представлено схематическое изображение способа по настоящему изобретению обработки природного газа в очистных и перерабатывающих установках вниз по потоку.

#### Примеры

Пример 1.

Получение добавки по настоящему изобретению.

Данная методика относится к получению концентрированного биохимического ферментационного раствора, который также называют раствором "лишайника".

1.1. Стадия № 1. Получение мацерата "*Glycyrrhiza glabra*/экстракта, корня солодки".

А. Замачивание 2000 г корня солодки в 435 г пригодного ароматического растворителя, такого как ксилол C<sub>8</sub>H<sub>10</sub> (приблизительно 500 мл).

Б. Замачивание проводили в 10 стадий, при этом на каждой стадии замачивали 200 г корня солодки одинаковым объемом ксилола.

В. Время реакции составляло 10-14 ч между каждой стадией. Общее время реакции равно  $10 \cdot 14 = 140$  ч.

1.2. Стадия № 2. Получение раствора (горького) оливкового масла первого отжима.

А. Добавление 400 мл горького оливкового масла и 1000 мл ксилола (концентрация 28,5%).

Б. Добавление 300 мл пентан-1-ола  $C_5H_{12}O$ .

В. Добавление 500 мл метанола.

1.3. Стадия № 3. Получение раствора очищенного оливкового масла.

А. Добавление 500 мл очищенного оливкового масла и 1000 мл ксилола (концентрация 33%).

Б. Добавление 300 мл пентан-1-ола  $C_5H_{12}O$ .

В. Добавление 500 мл метанола.

1.4. Стадия № 4. Получение обратного деэмульгирующего и обезжиривающего средства (флокулянт полиакриламид).

Добавление 500 мл реагента SpectraFloc™ 875 и 1000 мл ксилола (концентрация 33%).

1.5. Стадия № 5. Получение реагента халкон.

Добавление 250 г халкона и 870 г ксилола.

1.6. Стадия № 6. Приготовление 1750 мл толуола.

1.7. Получение конечной смеси.

Продукты, полученные на описанных выше стадиях, смешивали под воздействием света.

А. Смешивание продукта, полученного на стадии № 2, с продуктом, полученным на стадии № 1, время нахождения комплексной смеси в реакционной смеси 10-14 ч.

Б. Добавление продукта, полученного на стадии № 3, к смеси, время реакции 10-14 ч.

В. Добавление продукта, полученного на стадии № 4, к смеси, время реакции 10-14 ч.

Г. Добавление продукта, полученного на стадии № 5, к смеси, время реакции 10-14 ч.

Д. Добавление продукта, полученного на стадии № 6, к смеси, время реакции 10-14 ч, при этом получали добавку по настоящему изобретению.

Количества реагентов: 400 мл оливкового масла первого отжима, 500 мл очищенного оливкового масла, 600 мл пентан-1-ола, 1000 мл метанола, 500 мл реагента SpectraFloc™ 875, 4500 мл ксилола, 1750 мл толуола, 250 г халкона, 2000 г корня солодки.

Для приведенных ниже примеров см. также приведенный список сокращений.

Пример 2.

Обработка подземного нефтяного пласта.

Особый вариант способа включает обработку подземного пласта нефти ПЛ (фиг. 1) при закачивании в скважину. Растворы для обработки получали в резервуарах P3110, P3120 и P3130. В P3110 смешивали цианобактерии или оливковое масло (смесь очищенного и горького масел) (ПХ110) с керосином (РП110), в P3120 смешивали бактерицид (глутаровый альдегид, NovaCide 1125 фирмы Nova Star LP) и амин/соединение четвертичного аммония (один или более ингибиторов коррозии Nova Star NS-1435™, NS-1442™, NS-1471 NS-2129™, NS-1445™ фирмы Nova Star LP) (ПХ120) с водой (РП120) и в P3130 смешивали добавку, полученную в примере 1, описанном выше (ПХ130), с керосином (РП130). Затем смесь из P3130 направляли в ферментер P3140. Реальную обработку выполняли в 2 стадии:

1) последовательное закачивание порциями (циклический процесс) в закрытое устье скважины.

Сначала раствор для обработки из экстрактора P3120 с концентрациями приблизительно 2 и 5%, соответственно, закачивали в нисходящую скважину НС с использованием насосов высокого давления, при этом их закачивали в пласт ПЛ последовательно с использованием трубопровода для закачивания ТЗ.

Временной интервал реакции составлял приблизительно 12 ч после каждого закачивания, такой исходный цикл состоял из 4 стадий и его можно повторять столько раз, сколько потребуется на основе результатов лабораторного анализа образца.

Затем раствор для обработки в реакторе из смесителя P3110 с концентрацией приблизительно 20% закачивали в пласт ПЛ с использованием насосов высокого давления, при этом раствор закачивали в пласт ПЛ с использованием трубопровода для закачивания ТЗ.

На этой стадии происходило подавление роста СБВ и снижение их биологической активности. Содержание  $H_2S$  и серы снижалось приблизительно на 50% на данной стадии с учетом того, что содержание серы в сырой нефти пропорционально популяции колоний СБВ в составе сырой нефти;

2) непрерывное частичное закачивание с использованием эксплуатационной скважины.

Часть потока сырой добытой нефти (от 5 до 15 %) направляли в емкость ферментера P3140 для обработки при добавлении приблизительно 10% биохимического ферментационного раствора с концентрацией приблизительно 16%.

Стандартное время ферментации в емкости P3140 составляло приблизительно 72 ч.

Ферментационный продукт из емкости P3140 закачивали в нисходящую скважину НС с использо-

ванием насосов высокого давления, при этом продукт непрерывно закачивали в пласт ПЛ с использованием трубопровода для закачивания ТЗ при необходимости для улучшения потока сырой нефти через трубопровод продукта ТП.

На этой стадии осуществляли энергетические биохимические реакции, предотвращающие разрушения в пласте ПЛ, что позволяло увеличить цепи углеводов, повышать плотность в градусах АНИ, снижать вязкость и снижать содержание серы и концентрацию  $H_2S$  приблизительно на 90%.

Количество закачиваемых растворов для обработки и число циклов определяли определенным образом для каждой скважины, поскольку эти параметры зависят от различных факторов, например, от состава сырой нефти, производительности и целей обработки. Исходное время биохимических реакций в пласте ПЛ составляет минимум 24 ч.

В варианте осуществления настоящего изобретения согласно фиг. 1 значительно снижается содержание серы, солей и тяжелых металлов, снижается концентрация  $H_2S$  до безопасных уровней (менее 10 част./млн), повышается плотность в градусах АНИ и снижается вязкость продукта.

Пример 3.

Обработка нефти или нефтяных фракций в наземных регенерационных установках и очистных и перерабатывающих установках вниз по потоку.

Другой конкретный вариант осуществления способа включает обработку нефти и нефтяных фракций (фиг. 2) в наземных регенерационных установках и очистных и перерабатывающих установках вниз по потоку. Растворы для обработки получали в резервуарах Р3240, Р3250 и Р3290. В Р3240 смешивали цианобактерии или оливковое масло (ПХ210) с керосином (РП210), в Р3250 смешивали бактерицид и амин (продукты, описанные в примере 2 выше) (ПХ220) с водой (РП220) и в Р3290 смешивали добавку, полученную в описанном выше примере 1 (ПХ230), с керосином (РП230). Затем смесь из Р3290 направляли в ферментер Р3260. Реальную обработку выполняли следующим образом:

Часть исходного сырья (приблизительно 20%) из эксплуатационного манифольда или нефтехранилища направляли в резервуар Р3210 для разделения газа и воды (воду удаляли дренажем) из сырой нефти с использованием гравитационного расслоения.

Отделенный поток сырой нефти нагревали в емкости нагревателя НГ210 приблизительно до 80°C перед направлением в экстрактор Р3220.

В нагретый поток сырой нефти в экстракторе Р3220 последовательно закачивали раствор для обработки в экстракторе (приблизительно 20% от количества нагретой сырой нефти) из резервуара Р3250 с концентрациями приблизительно 2 и 5%, соответственно.

Временной интервал реакции составлял приблизительно 12 ч после каждого закачивания; такой исходный цикл состоял из 4 стадий и его можно повторять при необходимости достаточное число раз, на основе результатов лабораторного анализа образца.

Экстрагированные СВБ в придонном слое воды (осадок на дне резервуара) в резервуаре Р3220 удаляли через продувочный трубопровод ПТ в конце каждого реакционного цикла.

После завершения реакции продукт по ходу движения направляли в реактор Р3230.

На данной стадии в него закачивали раствор для обработки из резервуара Р3240 (приблизительно 5-10% от объема промежуточного продукта) с концентрацией приблизительно 20%.

Время биохимической реакции в реакторе Р3230 составляло приблизительно 12 ч (без спуска воды).

После завершения реакции продукт направляли вниз по потоку в ферментер Р3260.

На данной стадии в него закачивали биохимический ферментационный раствор из резервуара Р3290 (приблизительно 15% от объема промежуточного продукта) с концентрацией приблизительно 16%.

Время стандартной ферментации в резервуаре Р3260 составляло приблизительно 72 ч.

Выход процесса ферментации в резервуаре Р3260, рассчитанный в единицах объема продукта вниз по течению, находился в интервале от 30 до 50%.

После завершения реакции ферментационный продукт направляли в смеситель продукта Р3270 или его можно использовать напрямую, например, в качестве чистого высокоэнергетического топлива для двигателей внутреннего сгорания или турбин в сочетании с модифицированной системой впрыска топлива, соответствующей более высокой теплотворности таких рафинатов РА.

В резервуаре Р3270 ферментационный продукт смешивали с остальными 80% исходного сырья ИС.

Биохимическая реакционная способность ферментационной нефти в резервуаре Р3270 является высоко эффективной и динамичной. Энергетический поток для повышения энергии Гиббса углеводов (их теплотворности) образуется в результате подавления активности СВБ, используя их запас энергии (даже из их разрушенных мертвых клеток) в анаболизме новых углеводородных цепей.

Стандартное время реакции в резервуаре Р3270 составляло 72 ч.

После завершения реакции конечный продукт направляли в резервуар Р3280, в готовом для поставки виде.

Часть конечного продукта ПР из резервуара для хранения продуктов Р3280 при необходимости может служить потоком для ферментера Р3260.

Ферментер Р3260 может состоять из одной или более физических емкостей для сокращения времен цикла, например, один в состоянии завершённой реакции, один в состоянии подпитки и один в состоя-

нии доставки ферментационного продукта.

Стандартные параметры исходного сырья и обработки приведены в таблице ниже.

Анализируемый образец	Параметры			
	Плотность в градусах АНИ	Содержание серы, %	Содержание придонного осадка и воды, %	Соль, фунтов/1000 баррелей
Необработанное исходное сырье ИС	24,8	1,89	4	398
Входное отверстие ферментера	33	0,95	0,8	80
Выходное отверстие ферментера (рафинаты РА)	35	0,23	0,5	49
Конечный продукт (продукт ПР)	44	0,08	0	7

Так называемые рафинаты РА соответствуют сверхлегкой дезодорированной нефти. Продукт ПР соответствует легкой дезодорированной нефти.

Преимущества варианта осуществления настоящего изобретения, представленного на фиг. 2, сравнимы с преимуществами варианта, представленного на фиг. 1, т.е. можно обеспечить одно или более указанных выше преимуществ. Кроме того, в результате получали высокоэнергетические чистые рафинаты.

Количество растворов для обработки, которые предназначены для закачивания, и число циклов, определяли конкретно в каждом случае, поскольку эти параметры зависят от различных факторов, например, от состава сырой нефти, производительности и целей очистки.

Пример 4.

Обработка высокосернистого природного газа в подземном коллекторе природного газа.

На фиг. 3 представлен коллектор природного газа ПЛ. В резервуаре для смешивания ферментационных растворов Р3310 добавку, полученную в примере 1, описанную выше (ПХ310), смешивали с метанолом (РП310). Смесь закачивали в подземный коллектор природного газа ПЛ с использованием трубопровода для закачивания ТЗ. Обработанный (т.е. дезодорированный) природный газ получали в виде продукта ПР из трубопровода продукта ТП.

Пример 5.

Обработка природного газа в очистных и перерабатывающих установках вниз по потоку.

Как представлено на фиг. 4, в резервуаре для смешивания ферментационных растворов Р3410 полученный в примере 1 продукт, описанный выше (ПХ410), смешивали с метанолом (РП410). Смесь подавали в трубопровод между источником сырья ИС и сепаратором Р3420, содержащим сточные воды и конденсат, которые удаляли дренажем ДР. Таким образом, природный газ из источника сырья ИС проходил обработку при прохождении через трубопровод. Более того, смесь из Р3410 также подавали в сепаратор Р3420 для обработки природного газа в сепараторе. Растворы для обработки, содержащие бактерицид и амин, можно использовать дополнительно наряду с описанной выше процедурой.

В вариантах, показанных на фиг. 3 и 4, происходит снижение содержания серы (дезодорирование высокосернистого газа), увеличивается скорость теплового потока, снижается удельная плотность и снижается концентрация  $H_2S$  до безвредных уровней (менее 10 част./млн).

Следует подчеркнуть, что описанные выше примеры иллюстрируют сущность изобретения. Детали, такие как количества и концентрации, могут отличаться от одного варианта применения к другому варианту применения (например, вид исходного сырья, цель обработки, промышленное предприятие или природный коллектор), не выходя за пределы объема и сущности изобретения.

Пример 6.

Обработка нефтеносного песка.

После добычи нефтяной песок помещали в емкость.

На следующей стадии в емкость добавляли добавку по настоящему изобретению, полученную, как описано в примере 1. Процесс ускоряли при перемешивании или встряхивании.

После выдерживания смеси в течении 1 ч легко доступные углеводороды (более 50%) отделяли от неорганических твердых веществ и превращали в сырой нефтеподобный продукт.

Полученный сырой нефтеподобный продукт сливали. В сырой нефтеподобный продукт добавляли горячую воду ( $>80^{\circ}C$ ) для ускорения превращения оставшихся отвердевших углеводородов в сырой нефтеподобный продукт. Для такого превращения необходимо приблизительно 24 ч. Процесс ускоряли при перемешивании или встряхивании.

Оставшиеся неорганические твердые вещества полностью отделяли от углеводородов. После сливания чистого сырого нефтеподобного продукта при необходимости (например, при экстракции сульфатов) промывную воду можно подавать в рециркуляционную систему, возможно после некоторой обработки.

## Пример 7.

## Получение добавки.

1. Бактерии *Glycyrrhiza*, прежде всего *glycyrrhiza glabra*, помещали в этанол (в другом варианте в топливо, дизельное топливо и/или жидкий чистый ароматический углеводород) и выдерживали в течение нескольких дней.

2. Необязательный компонент *Saussurea costus* помещали в этанол (в другом варианте в топливо, дизельное топливо и/или жидкий чистый ароматический углеводород) и выдерживали в течение нескольких дней.

3. Оливковое масло добавляли в смесь по п.1 или оба компонента по пп.1 и 2 смешивали и в полученную смесь добавляли оливковое масло. Затем к полученной смеси можно добавить этанол.

4. Через несколько дней добавляли ксилол или в другом варианте (дизельное) топливо, метанол, бутанол, в качестве "субстратов и носителей". Носитель выбирали в зависимости от требуемого способа применения. Например, вязкость добавки должна быть небольшой для диспергирования в природном газе, если природный газ предназначен для обработки.

Описанные выше примеры повторяли с другими источниками пластид или цианобактерий, в отличие от оливкового масла, которое использовали в описанных выше примерах. Например, был получен положительный результат для масла других растений или растительного материала других растений, включая пластиды или цианобактерий.

## Другие примеры.

Можно выполнить следующие примеры с любыми комбинациями

- а) *Glycyrrhiza* и/или древовидные микоризные грибы (первый компонент) и
- б) пластиды, водоросли и/или цианобактерий (второй компонент).

Конкретные примеры *Glycyrrhiza*, древовидных микоризных грибов и цианобактерий упомянуты в подробном описании, и их можно использовать в любых комбинациях. Можно использовать аналогичные методики, как было описано выше.

## Список сокращений

## Фиг. 1.

ТЗ - трубопровод закачивания;

ТП - трубопровод продукта;

ПР - продукт;

НС - нисходящая скважина;

ПЛ - пласт;

Р3110 - реактор-смеситель растворов;

Р3120 - экстрактор-смеситель растворов;

Р3130 - смеситель ферментационных растворов;

Р3140 - ферменер;

ПХ110 - питающий поток химических реагентов в реактор;

ПХ120 - питающий поток химических реагентов в экстрактор;

ПХ130 - питающий поток химических реагентов в ферменер;

РП110 - питающий поток растворителя в реактор;

РП120 - питающий поток растворителя в экстрактор;

РП130 - питающий поток растворителя в ферменер.

## Фиг. 2.

ИС - источник сырья;

ПР - продукт;

ДР - дренаж;

ПЛ - продувочная линия;

РА - рафинаты;

Р3210 - сепаратор;

НГ210 - нагреватель;

Р3220 - экстрактор;

Р3230 - реактор;

Р3240 - реактор-смеситель растворов;

Р3250 - экстрактор-смеситель растворов;

Р3260 - ферменер;

Р3270 - смеситель продукта;

Р3280 - резервуар для хранения продукта;

Р3290 - смеситель ферментационных растворов;

ПХ210 - питающий поток химических реагентов в реактор;

ПХ220 - питающий поток химических реагентов в экстрактор;

ПХ230 - питающий поток химических реагентов в ферменер;

РП210 - питающий поток растворителя в реактор;

РП220 - питающий поток растворителя в экстрактор;

РП230 - питающий поток растворителя в ферментер.

Фиг. 3.

ТЗ - трубопровод закачивания;

ТП - трубопровод продукта;

ПР - продукт;

НС - нисходящая скважина;

ПЛ - пласт;

Р3310 - смеситель ферментационных растворов;

ПХ310 - питающий поток химических реагентов в ферментер;

РП310 - питающий поток растворителя в ферментер;

Фиг. 4.

ИС - источник сырья;

ПР - продукт;

ДР - дренаж;

Р3410 - смеситель ферментационных растворов;

Р3420 - сепаратор;

ПХ410 - питающий поток химических реагентов в ферментер;

РП410 - питающий поток растворителя в ферментер.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обработки углеводородсодержащего сырья, такого как нефть, нефтяная фракция или природный газ для снижения в нем содержания серы и серосодержащих соединений и/или для повышения плотности в градусах АНИ и/или для снижения вязкости в нефти, нефтяной фракции или природном газе, включающий:

добавление

а) первого компонента, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, корни содержат древовидные микоризные грибы и/или древовидных микоризных грибов, и

б) второго компонента, который выбирают из растительного материала, или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, причем пластиды выбраны из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций, причем водоросли способны к фотосинтезу, в нефть, нефтяную фракцию или природный газ.

2. Способ по п.1, где первый компонент и второй компонент, которые добавляют в нефть или нефтяную фракцию, предназначенные для обработки, содержатся в первой нефти или первой нефтяной фракции, где первую нефть или первую нефтяную фракцию добавляют в нефть или нефтяную фракцию, предназначенные для обработки.

3. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, дополнительно включающий:

в) добавление нефти или нефтяной фракции, которая была обработана при добавлении первого и второго компонентов в дополнительную нефть или дополнительную нефтяную фракцию, которая еще не была обработана способом по настоящему изобретению, в частности, для обеспечения снижения содержания серы и серосодержащих соединений и/или для повышения плотности в градусах АНИ и/или для снижения вязкости в дополнительной нефти или дополнительной нефтяной фракции,

г) необязательное повторение стадии в) один или более раз для обработки дополнительной нефти или дополнительной нефтяной фракции, которые не были обработаны ранее.

4. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, включающий: добавление жидкого углеводорода в нефть или нефтяную фракцию после их обработки при добавлении первого и второго компонентов.

5. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, включающий: промывку нефти или нефтяной фракции жидкой водной фазой после их обработки при добавлении первого и второго компонентов.

6. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, где растением является растение рода *Olea*.

7. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, где растительным материалом или ингредиентом является растительное масло или растительный экстракт.

8. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, где растительный материал или ингредиент включает соединение фенилэтаноида.

9. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, где древовидные микоризные грибы выбирают из рода *Glomus* и/или рода *Acaulospora*.

10. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, где добавление первого и второго компонентов осуществляют способом, включающим следующие стадии:

добавление второго компонента в нефть, нефтяную фракцию или природный газ,

выдерживание нефти, нефтяной фракции или природного газа,

добавление смеси первого и второго компонентов в нефть, фракцию нефти или природный газ.



11. Способ по одному или более из предыдущих пунктов, включающий добавление дополнительного компонента в нефть, нефтяную фракцию или природный газ, где дополнительный компонент выбирают из биоцида, по меньшей мере одного амина, по меньшей мере одного соединения четвертичного аммония или из их смеси.

12. Углеводородный продукт, такой как нефть, нефтяная фракция или природный газ, получаемый или полученный способом по одному или более из пп.1-11, характеризующийся сниженным содержанием серы и серосодержащих соединений и/или повышенной плотностью в градусах АНИ и/или сниженной вязкостью.

13. Углеводородный продукт, такой как нефть, нефтяная фракция или природный газ, включающий в качестве добавок

а) первый компонент, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, корни содержат древовидные микоризные грибы и/или древовидных микоризных грибов, и

б) второй компонент, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, причем пластиды выбраны из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций, причем водоросли способны к фотосинтезу.

14. Способ получения добавки к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, включающий:

смешивание

первого компонента, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, корни содержат древовидные микоризные грибы и/или древовидных микоризных грибов,

второго компонента, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, причем пластиды выбраны из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций, причем водоросли способны к фотосинтезу.

15. Способ по п.14, включающий добавление или смешивание жидкого углеводорода, в частности спирта или ароматического углеводорода.

16. Способ получения добавки к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, включающий:

смешивание

первого компонента, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, корни содержат древовидные микоризные грибы и/или древовидных микоризных грибов, и

второго компонента, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, причем пластиды выбраны из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций, причем водоросли способны к фотосинтезу, и

где смешивание осуществляют при выполнении следующих стадий:

i) смешивание первого компонента и по меньшей мере одного первого жидкого соединения, при этом получают первую жидкую композицию,

ii) смешивание второго компонента и по меньшей мере одного второго жидкого соединения, при этом получают вторую жидкую композицию,

iii) смешивание первой и второй жидких композиций.

17. Способ по п.16, где первую жидкую композицию выдерживают в течение по меньшей мере 1 ч перед смешиванием со второй жидкой композицией.

18. Способ по п.16 или 17, где первое жидкое соединение и второе жидкое соединение представляют собой жидкий углеводород, предпочтительно спирт или жидкий ароматический углеводород.

19. Способ по одному или более из пп.14-18, включающий смешивание компонентов под воздействием света.

20. Способ по одному или более из пп.14-19, включающий смешивание в качестве дополнительного компонента одного или более из следующих компонентов: халконоидного соединения, растительного материала семейства *Costaceae*, в частности, рода *Costus*, растительного материала семейства *Asteraceae*.

21. Способ по одному или более из пп.14-20, включающий смешивание или добавление жидкого углеводорода, в частности спирта и/или ароматического углеводорода.

22. Способ по одному или более из пп.14-21, включающий выдерживание продукта в течение по меньшей мере 1 ч после смешивания компонентов.

23. Добавка к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, включающая:

первый компонент, который выбирают из материала из корней, растения рода *Glycyrrhiza*, корни содержат древовидные микоризные грибы и/или древовидных микоризных грибов,

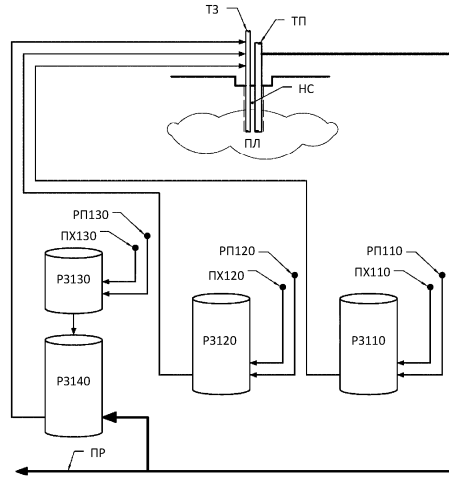
второй компонент, который выбирают из растительного материала или ингредиента, включающего пластиды, водоросли и/или цианобактерии, причем пластиды выбраны из лейкопластов, хлоропластов, хромопластов и из любых их комбинаций, причем водоросли способны к фотосинтезу.

24. Добавка по п.23, включающая жидкий углеводород.

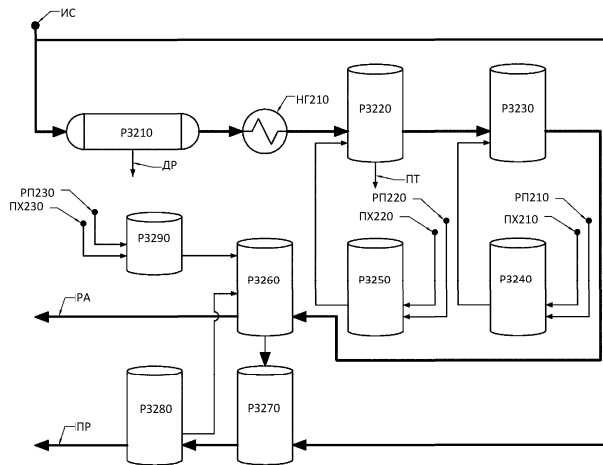
25. Добавка по п.24, где жидкий углеводород является спиртом и/или ароматическим углеводородом.

26. Добавка к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, получаемая или полученная способом по одному из пп.14-22.

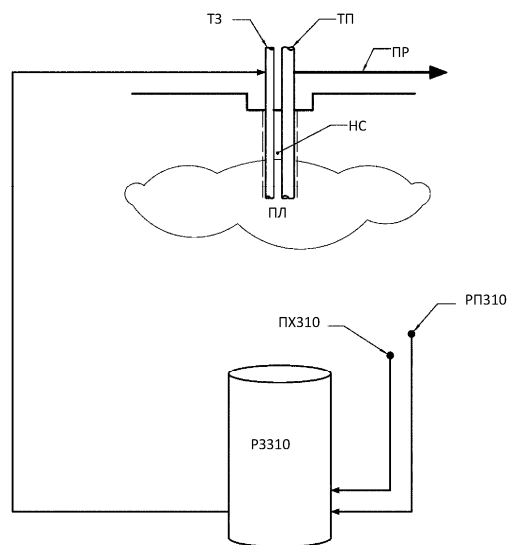
27. Применение добавки по одному или более из пп.23-26 в качестве добавки к углеводородсодержащему сырью, такому как нефть, нефтяная фракция или природный газ, для снижения содержания серы и серосодержащих соединений и/или для повышения плотности в градусах АНИ и/или для снижения вязкости.



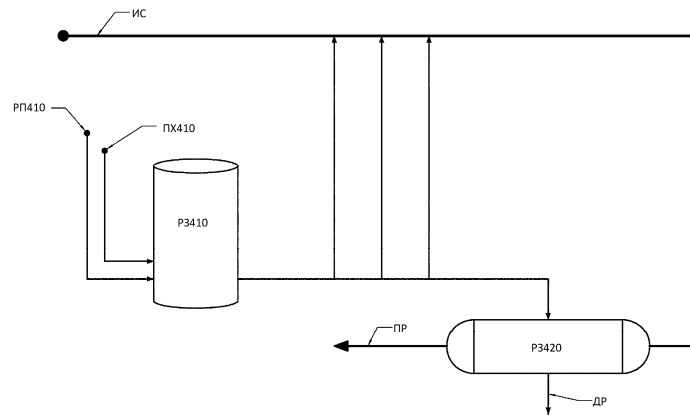
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

