

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

- (45) Дата публикации и выдачи патента
2018.02.28
- (21) Номер заявки
201690238
- (22) Дата подачи заявки
2014.07.08
- (51) Int. Cl. *E21B 43/013* (2006.01)
E21B 43/20 (2006.01)
E21B 43/24 (2006.01)
C10L 3/06 (2006.01)
F25J 1/02 (2006.01)
C10L 1/32 (2006.01)
C10L 9/00 (2006.01)
C10L 9/04 (2006.01)
C10L 9/10 (2006.01)
C22B 1/00 (2006.01)
E21C 41/00 (2006.01)
B03B 9/00 (2006.01)
B03D 1/00 (2006.01)
B03D 3/00 (2006.01)
B03D 103/08 (2006.01)

(54) СПОСОБ И СИСТЕМА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА ИЗ ГОРЮЧЕГО МАТЕРИАЛА

- (31) 227549; 13/950,317; 227708; 227707;
13/956,537; 13/956,418
- (32) 2013.07.18; 2013.07.25; 2013.07.29;
2013.07.29; 2013.08.01; 2013.08.01
- (33) IL; US; IL; IL; US; US
- (43) 2016.07.29
- (86) PCT/IL2014/050612
- (87) WO 2015/008274 2015.01.22
- (71)(73) Заявитель и патентовладелец:
С.Г.Б.Д. ТЕКНОЛОДЖИЗ ЛТД. (IL)
- (72) Изобретатель:
Бродт Александр (IL)
- (74) Представитель:
Котов И.О., Харин А.В., Буре Н.Н.
(RU)
- (56) US-A1-2009010717
US-A1-2004159437
US-B2-8381544
RU-C1-2109930
US-A-4402632
US-B2-6494251
WO-A1-2012101478

-
- (57) Изобретение относится к способу получения синтетического топлива из горючего материала, содержащему следующие этапы: гравитационно отделяют горючий материал от пустой породы в водно-соляном растворе, выбранном так, что он имеет плотность, промежуточную между плотностью горючего материала и плотностью пустой породы; нагревают и перемалывают отделенный горючий материал для получения пасты из очищенного горючего материала; псевдооживают пасту и выполняют гидрогенизацию псевдооживленной пасты посредством использования Сегнера колесо. Изобретение также относится к системе для получения синтетического топлива из горючего материала указанным выше способом.
-

Область техники, к которой относится изобретение

Настоящее изобретение относится к области производства и обработки энергии и, более конкретно, к сжижению природного газа и другого ископаемого топлива.

Уровень техники

Сжижение природного газа связано со значительными трудностями, касающимися потребления энергии и доставки природного газа на установку для сжижения. Существующие технологии используют большое количество энергии и требуют наличия длинного трубопровода для доставки природного газа, добываемого на морских месторождениях.

Сжижение угля используется для обработки угля и, в частности, для производства жидкого топлива из угля (см., например, изобретенный сто лет назад способ Бергиуса). Однако главные трудности при выполнении таких процессов обусловлены необходимостью добычи, обработки и транспортировки огромного количества ископаемого топлива, предназначенного для сжижения, а также высокими энергозатратами на обработку, неблагоприятным воздействием на окружающую среду, связанным со сжижением, используемыми в этом процессе химическими веществами, а также в некоторых случаях низкой эффективностью обработки.

Раскрытие изобретения

В одном аспекте настоящего изобретения предложен подводный модуль повышения давления газа, содержащий: по меньшей мере один вертикальный сосуд, выполненный с возможностью приема газа через верхнюю часть сосуда и повышающей давление жидкости через нижнюю часть вертикального сосуда и дополнительно содержащий слой несмешивающейся с водой жидкости на слое водно-соляного раствора, причем плотность повышающей давление жидкости выше плотности водно-соляного раствора, которая, в свою очередь, выше плотности несмешивающейся с водой жидкости для удержания слоя водно-соляного раствора сверху повышающей давление жидкости и для удержания слоя несмешивающейся с водой жидкости сверху слоя водно-соляного раствора, и содержащий клапанную систему, выполненную с возможностью повышения давления газа посредством введения повышающей давление жидкости в сосуд, откачки газа повышенного давления через верхнюю часть вертикального сосуда после достижения заданного давления и введения газа в сосуд посредством откачки повышающей давление жидкости через нижнюю часть вертикального сосуда.

В другом аспекте настоящего изобретения предложена подводная система сжижения природного газа, содержащая по меньшей мере два подводных модуля повышения давления газа, один из которых выполнен с возможностью сжатия природного газа, а другой выполнен с возможностью сжатия хладагента, используемого для охлаждения сжатого природного газа.

В одном аспекте настоящего изобретения предложен подводный модуль повышения давления газа, содержащий по меньшей мере один сосуд, выполненный с возможностью приема газа через верхнюю часть сосуда и морской воды через нижнюю часть сосуда и дополнительно содержащий слой не смешивающейся с водой жидкости, разделяющий между собой газ и морскую воду, при этом не смешивающаяся с водой жидкость выбрана так, что она имеет плотность, промежуточную между плотностью газа и плотностью морской воды; и клапанную систему, выполненную с возможностью повышения давления газа посредством введения морской воды в сосуд, откачки газа повышенного давления через верхнюю часть сосуда после достижения заданного давления и введения газа в сосуд посредством откачки морской воды через нижнюю часть сосуда. Откаченная морская вода может вводиться контролируемым образом в эксплуатационные скважины для повышения газодобычи.

В одном аспекте настоящего изобретения предложен способ отделения и гидрогенизации горючего материала, содержащий следующие этапы: гравитационно отделяют горючий материал от пустой породы в водно-соляном растворе, выбранном так, что он имеет плотность, промежуточную между плотностью горючего материала и плотностью пустой породы; нагревают и перемалывают отделенный горючий материал для получения пасты из очищенного горючего материала; псевдооживают пасту и выполняют гидрогенизацию псевдооживленной пасты посредством использования Сегнерова колеса.

В одном аспекте настоящего изобретения предложен модуль гидрогенизации, содержащий вертикальный вал, выполненный с возможностью приема текучего горючего материала и поддержания его нисходящего потока; Сегнерово колесо, имеющее сообщение по текучей среде с вертикальным валом и выполненное с возможностью приведения во вращение посредством протекающего текучего горючего материала; камеру гидрогенизации, окружающую нижний участок вертикального вала и Сегнерово колесо, причем камера гидрогенизации содержит нагревающий модуль, выполненный с возможностью нагревания текучего горючего материала, и источник водорода, выполненный с возможностью введения водорода в текучий горючий материал, выходящий из Сегнерова колеса, для получения гидрогенизированной горючей текучей среды; и вертикальный кожух, имеющий сообщение по текучей среде с камерой гидрогенизации и выполненный с возможностью поддержания восходящего потока гидрогенизированной горючей текучей среды из камеры гидрогенизации с обеспечением при этом рекуперационного теплообмена между поднимающейся гидрогенизированной горючей текучей средой и нисходящим потоком текучего горючего материала.

Эти дополнительные и/или другие аспекты и/или преимущества настоящего изобретения изложены

в нижеследующем детальном описании; при этом их можно вывести из детального описания и/или узнать при реализации настоящего изобретения.

Краткое описание чертежей

Для лучшего понимания вариантов осуществления изобретения и для иллюстрации того, как они могут быть реализованы, будем теперь ссылаться на приведенные исключительно в качестве примера прилагаемые чертежи, на которых одинаковые номера позиций обозначают одинаковые элементы или сегменты на протяжении всего документа.

На прилагаемых чертежах представлены:

Фиг. 1 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводного модуля повышения давления газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 2 представляет собой схематическое изображение высокого уровня подводного модуля повышения давления газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 3 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводной системы сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 4 представляет собой схематическое изображение высокого уровня подводной системы сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 5 представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую способ сжатия и сжижения газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 6 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводного модуля повышения давления газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 7 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводной системы сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 8 представляет собой схематическое изображение высокого уровня подводной системы сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 9 представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую способ сжатия и сжижения газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 10А представляет собой схематическое изображение неограничивающего примера системы обработки горючего материала согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 10В представляет собой схематическое изображение высокого уровня подсистем в системе обработки горючего материала согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 11А представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую основные этапы способа отделения и гидрогенизации горючего материала согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Фиг. 11В представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую последующие этапы способа отделения и гидрогенизации горючего материала согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Осуществление изобретения

Перед изложением ниже подробного описания изобретения может быть полезным дать определения некоторых терминов, используемых в данном документе.

Термин "горючий материал", используемый в данном изобретении, относится к материалу любого типа, используемому для генерирования энергии, в частности, к осадочным породам, например углю, горючим сланцам и ископаемому топливу других типов.

При конкретной ссылке на прилагаемые детальные чертежи следует подчеркнуть, что конкретные детали изображены лишь в качестве примера и только с целью иллюстрации предпочтительных вариантов осуществления настоящего изобретения, при этом они приведены в качестве, как можно полагать, наиболее полезного и простого для понимания описания принципов и концептуальных аспектов изобретения. В этой связи, структурные особенности изобретения представлены настолько подробно, насколько это необходимо для понимания фундаментальных принципов изобретения, при этом на основании данного описания в сочетании с прилагаемыми чертежами специалисты в данной области техники могут понимать, что на практике могут быть реализованы различные варианты осуществления изобретения.

Прежде чем пояснить подробно по меньшей мере один вариант осуществления изобретения, необходимо отметить, что изобретение не ограничено в своем применении деталями конструкции и размещением компонентов, представленными в последующем описании или проиллюстрированными на чертежах. Изобретение может быть применено для других вариантов осуществления и использоваться на практике или выполняться различными способами. Также следует понимать, что формулировки и терминология, используемые в данном документе, служат для целей описания и не должны быть истолкованы в качестве ограничения.

В некоторых вариантах осуществления предложены подводные модули повышения давления газа и системы сжижения, а также в данном документе предложены способы повышения давления и сжижения. Газ сжимается гидравлическим образом с помощью повышающей давление поднимательной жидкости, отделенной от газа посредством слоя несмешивающейся с водой жидкости, расположенного сверху водно-соляного раствора. Для достижения высокого коэффициента сжатия используются высокие сосуды,

что понижает температуру сжижения. Повышающая давление жидкость подается гравитационно после газификации, транспортировки на малые глубины и конденсации. Для сжижения сжатого газа используются охлаждающие модули. Каскад из компрессионных и охлаждающих модулей может использоваться последовательно для более высоких температур сжижения, что обеспечивает возможность последующего охлаждения посредством морской воды. Повышающая давление жидкость, размеры сосудов, подающий модуль, хладагенты и реализация охлаждающих модулей выбираются в соответствии с морским местоположением с тем, чтобы обеспечить сжижение природного газа вблизи источника газа.

Фиг. 1 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводного модуля повышения давления газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения. Фиг. 2 представляет собой схематическое изображение высокого уровня подводного модуля 110 повышения давления газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения. Термодинамические процессы, используемые в данном изобретении, проиллюстрированы схематическим образом на фиг. 1 в виде участка 111 повышения давления выше критического значения и охлаждения газа повышенного давления до участка 115 его сжижения.

Подводный модуль 110 повышения давления газа содержит по меньшей мере один вертикальный сосуд 111, изображенный на фиг. 1 в двух рабочих состояниях, и обозначенный номером позиции 111А для повышения давления газа и 111В для всасывания газа, что пояснено ниже. Вертикальный сосуд 111 выполнен с возможностью приема газа 90 через верхнюю часть 112 вертикального сосуда, например, через верхнее отверстие, и повышающей давление жидкости 80 через нижнюю часть 113 вертикального сосуда, например, через нижнее отверстие.

Подводный модуль 110 повышения давления газа содержит клапанную систему 114, имеющую верхнюю подсистему 114А, имеющую сообщение по текучей среде с верхней частью 112 сосуда 111, и нижнюю подсистему 114В, имеющую сообщение по текучей среде с нижним отверстием 113. Подсистемы 114А, 114В выполнены с возможностью контроля и регулирования введения и откачки газа 90 и жидкости 80, соответственно. Клапанная система 114 выполнена с возможностью повышения давления газа 90 посредством введения повышающей давление жидкости 80 в сосуд 111, откачки газа 90А повышенного давления через верхнее отверстие 112 после достижения заданного давления и введения газа 90 в сосуд 111 посредством откачки повышающей давление жидкости 80 через нижнюю часть 113 сосуда 111.

Вертикальный сосуд 111 дополнительно содержит слой не смешивающейся с водой жидкости 70 на слое водно-соляного раствора 60. Слои расположены таким образом, чтобы отделять повышающую давление жидкость 80 от газа 90 в процессе повышения давления и всасывания газа 90. Жидкости 60, 70 выбираются таким образом, чтобы плотность повышающей давление жидкости 80 была выше плотности водно-соляного раствора 60, которая, в свою очередь, была бы выше плотности не смешивающейся с водой жидкости 70. Такой выбор плотностей (при рабочих температурах и давлениях) предназначен обеспечить удержание слоя водно-соляного раствора 60 сверху повышающей давление жидкости 80 и обеспечить удержание слоя не смешивающейся с водой жидкости 70 сверху слоя водно-соляного раствора 60.

В некоторых вариантах осуществления газ 90 проходит предварительную очистку исходного сырья для удаления вредных примесей. Затем газ проходит компрессию (на 111) и конденсацию (на 115) за счет его охлаждения посредством внешнего хладоносителя (охлаждающих модулей 115, см. ниже), охлаждаемого в контуре его циркуляции на предыдущей ступени охлаждающего каскада, при этом газообразная фаза на каждой ступени такого охлаждающего каскада сжимается в вертикальных сосудах 111, расположенных в морской воде.

Для этой цели после заполнения сосуда 111 газообразным веществом 90, с более высокого уровня в более низкую часть каждого сосуда подается летучая и не смешивающаяся с водой тяжелая неводная жидкость 80 под слоем водно-солевого вещества 60, плотность которого меньше плотности неводной жидкости 80, и которая экранируется, например, посредством жидкого углеводорода 70, имеющего плотность меньше, чем плотность водно-солевого вещества 60.

После выдавливания сжатого газа 90А посредством поднимающегося столба тяжелой жидкости 80 выполняется всасывание следующей порции газообразного вещества 90 посредством откачки основной части тяжелой неводной жидкости 80 за пределы вертикального сосуда 111.

Возвращение летучей тяжелой неводной жидкости 80 из вертикальных сосудов 111 на верхний уровень осуществляется посредством ее повторной газификации в газификаторе 120 (термин газификатор используется в настоящем описании в своем физическом смысле, т.е. это устройство, превращающее жидкость в газ) в подводных условиях за счет теплообмена (например, в змеевике 121) с внешним теплоносителем (например, водяным паром 30), с последующим выпуском до верхней высотной отметки через изолированную трубу 122 образующихся неводных паров 80А для их конденсации в конденсаторе 130. После этого неводная тяжелая жидкость 80, после конденсации на верхнем уровне, подается снова под действием гравитации (в контейнере 140) на основание каждого вертикального сосуда 111 под слоем водно-солевого вещества 60, экранируемого посредством жидкого углеводорода 70.

В некоторых вариантах осуществления повышающая давление жидкость 80, которая может содержать, например, различные негорючие, огнестойкие и взрывобезопасные органические вещества с опре-

деленным набором термодинамических, реологических, гигиенических и санитарных свойств, может использоваться в качестве летучей и несмешивающейся с водой тяжелой неводной жидкости. Они представляют собой, например, полностью (или частично) галогенопроизводные углеводороды гомологического ряда алканов, например перфторциклопентан, трифторбромэтан, гексафторохлорбромпропан, перфторопентан, дибромфторметан, дифтордибромметан или их смеси.

В некоторых вариантах осуществления водно-соляной раствор 60 может содержать различные растворы минеральных и органических солей в пресной (или морской) воде, плотность которых меньше, чем плотность неводной среды, например, растворы нитратов кальция или магния, бромидов калия, цинка и кальция, карбонатов, формиатов и ацетатов калия, различных галогенидов других щелочных металлов, а также соединения, приготовленные на основе пресной (или морской) воды, содержащие, наряду с минеральными солями, этиленгликоль, глицерин и другие многокомпонентные водно-солевые системы, отличающиеся не только более низким удельным весом по сравнению с галогенопроизводными углеводородами, но также достаточно низкой температурой замерзания, которые могут использоваться в качестве водно-солевой среды, покрывающей столб летучей тяжелой жидкости.

В некоторых вариантах осуществления несмешивающаяся с водой жидкость 70 может содержать различные несмешивающиеся с водой алифатические или ароматические органические соединения, имеющие низкую температуру замерзания, и плотность которых меньше, чем плотность минеральных (органических) солевых растворов 60, например, гексан или толуол, которые могут использоваться в качестве жидкого углеводорода, экранирующего водно-солевую среду, покрывающую столб летучей жидкости.

Газ 90А повышенного давления может сжижаться посредством охлаждающего модуля 115, как подробно пояснено ниже.

Отсутствие каких-либо механических устройств с электрической проводкой, используемых для компрессии газообразных сред в каскадном способе сжижения метана на каждой ступени такого каскада, и их компрессия в подводных вертикальных сосудах за счет выдавливая газообразной фазы из таких цилиндров посредством подачи неводных тяжелых жидкостей 80 с определенным набором физических и других свойств под слоем водно-солевого вещества 60 обеспечивают не только существенное снижение в цикличности работы таких поршневых компрессоров, не содержащих каких-либо движущихся механических частей, но также практически полностью устраняет потребление электроэнергии для реализации такого процесса.

Кроме того, подводное размещение сосудов 111 высокого давления обеспечивает значительное снижение их материалоемкости (внешнее гидростатическое давление морской воды компенсирует внутреннее давление, что обеспечивает возможность изготовления такого оборудования с более тонкими стенками).

Отсутствие высокоскоростного механического компрессорного оборудования с мощной электрической проводкой не только сокращает стоимость инструментальных конструкций для реализации процесса согласно изобретению, но также значительно повышает безопасность разработки такого подводного газового месторождения.

Предпочтительно все отличительные признаки настоящего изобретения по сути взаимосвязаны, а их упомянутые комбинации обеспечивают решение задачи изобретения. Изобретение, однако, не должно быть истолковано как ограниченное деталями реализации, приведенными в качестве примеров ниже.

Варианты осуществления изобретения, проиллюстрированные, например, на фиг. 1 и 2, содержат подводный модуль 110 повышения давления газа, содержащий по меньшей мере один вертикальный сосуд 111, выполненный с возможностью приема газа 90 через верхнюю часть 112 сосуда 111 и повышающей давление жидкости 80 через нижнюю часть 113 сосуда 111, и дополнительно содержащий слой несмешивающейся с водой жидкости 70 на слое водно-соляного раствора 60. Плотность повышающей давление жидкости 80 выше плотности водно-соляного раствора 60, которая, в свою очередь, выше плотности несмешивающейся с водой жидкости 70, что обеспечивает удержание слоя водно-соляного раствора 60 сверху повышающей давление жидкости 80, и что обеспечивает удержание слоя несмешивающейся с водой жидкости 70 сверху слоя водно-соляного раствора 60. Подводный модуль 110 повышения давления газа дополнительно содержит клапанную систему 114, выполненную с возможностью повышения давления газа 90 посредством введения повышающей давление жидкости 80 в сосуд 111, откачки газа 90А повышенного давления через верхнее отверстие 112 после достижения заданного давления и введения газа 90 в сосуд 111 посредством откачки повышающей давление жидкости 80 через нижнее отверстие 113. Любое из отверстий 112 и 113 может содержать несколько отверстий. В некоторых вариантах осуществления для введения и откачки газа 90 (в качестве верхнего отверстия 112) и жидкости 80 (в качестве нижнего отверстия 113) могут использоваться отдельные отверстия.

В некоторых вариантах осуществления подводный модуль 110 повышения давления газа может дополнительно содержать подающий модуль 125, имеющий сообщение по текучей среде с клапанной системой 114В и выполненный с возможностью приема повышающей давление жидкости 80 из подводного модуля 110 повышения давления газа и подачи повышающей давление жидкости 80 к подводному модулю 110 повышения давления газа.

В некоторых вариантах осуществления и, ссылаясь на подробный пример, приведенный ниже, подающий модуль 125 может содержать газификатор 120, например паровой котел 120, выполненный с возможностью газификации повышающей давление жидкости 80; конденсатор 130, расположенный на определенной глубине под водой и выполненный с возможностью конденсации газифицированной повышающей давление жидкости 80А; теплоизолированный трубопровод 122, выполненный с возможностью подачи газифицированной повышающей давление жидкости 80А от газификатора 120 к конденсатору 130; и контейнер 140, например подводное хранилище 140, выполненное с возможностью приема конденсированной повышающей давление жидкости 80 и гравитационной подачи повышающей давление жидкости 80 в клапанную систему 114 (например, к клапанам 114В).

В некоторых вариантах осуществления подводный модуль 110 повышения давления газа может содержать два вертикальных сосуда 111, выполненные с возможностью работы взаимнообратным образом, причем один сосуд повышает давление в газе 90, в то время как другой сосуд принимает газ 90.

Подводный модуль 110 повышения давления газа может быть связан с платформой 20 добычи природного газа и принимать природный газ в виде газа 90 от платформы 20. Сжиженный природный газ 90 может храниться в подводном хранилище 92 или подаваться на берег. Сосуды 111 выполнены с возможностью выдерживать подводное давление, применительно к условиям работы модуля 110. Подводный модуль 110 повышения давления газа может, кроме того, быть выполнен с возможностью сжатия и/или сжижения других газов или газовых смесей. В некоторых вариантах осуществления подводный модуль 110 повышения давления газа может быть выполнен с возможностью сжатия и/или сжижения хладагентов, используемых для сжижения природного газа 90, как проиллюстрировано ниже. Многочисленные подводные модули 110 повышения давления газа могут быть расположены в виде каскада для компрессии газа 90 ступенчатым образом, на каждой ступени каскада принимая сжатый газ и сжимая принятый газ еще больше. Многочисленные подводные модули 110 повышения давления газа могут быть расположены в виде каскада для компрессии и сжижения нескольких типов газов, имеющих возрастающие температуры критической точки, чтобы обеспечить охлаждение последнего газа в каскаде посредством морской воды, например, посредством глубинной морской воды. При таком размещении охлаждающий эффект морской воды постепенно усиливается с тем, чтобы обеспечить криогенное охлаждение первого газа в каскаде. Неограничивающий подробный пример представлен ниже.

Фиг. 3 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводной системы 100 сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения; фиг. 4 представляет собой схематическое изображение высокого уровня подводной системы 100 сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

В некоторых вариантах осуществления подводная система 100 сжижения природного газа может содержать три подводных модуля 110А, 110В, 110С повышения давления газа, расположенных в виде охлаждающего и повышающего давление каскада для эффективного сжижения природного газа.

Первый модуль 110А может быть выполнен с возможностью повышения давления природного газа 90, а охлаждающий модуль 115А для природного газа может быть выполнен с возможностью сжижения природного газа 90А повышенного давления (для получения жидкого природного газа 91) с использованием первого хладагента 50.

Второй модуль 110В может быть выполнен с возможностью повышения давления первого хладагента 50, а первый охлаждающий модуль 115В может быть выполнен с возможностью сжижения первого хладагента 50А повышенного давления (для получения первого жидкого хладагента 51) с использованием второго хладагента 40. Первый жидкий хладагент 51 используется в охлаждающем модуле 115А для природного газа для охлаждения природного газа 90А повышенного давления.

Третий модуль 110С может быть выполнен с возможностью повышения давления второго хладагента 40, а второй охлаждающий модуль 115С может быть выполнен с возможностью сжижения второго хладагента 40А повышенного давления (для получения второго жидкого хладагента 41), по возможности с использованием окружающей морской воды. Второй жидкий хладагент 41 используется в первом охлаждающем модуле 115В для охлаждения первого хладагента 50А повышенного давления.

В некоторых вариантах осуществления система 100 может реализовывать дополнительные этапы с использованием дополнительных хладагентов, или несколько этапов повышения давления (каждый выполняемый с помощью соответствующих сосудов 111) для каждого хладагента и т.д. Количество и тип хладагентов и количество и технические характеристики модулей повышения давления могут быть определены согласно морским характеристикам (глубина, поверхностные температуры, строительные ограничения) и эксплуатационным факторам.

Первый хладагент 50 может быть выбран так, что он имеет критическую точку при более высокой температуре, чем природный газ 90, а второй хладагент 40 выбран так, что он имеет критическую точку при более высокой температуре, чем первый хладагент 50. В такой конфигурации охлаждающая мощность морской воды усиливается за счет использования хладагентов с понижающейся температурой критической точки до тех пор, пока охлаждение не обеспечивает компрессию природного газа 90А.

Природный газ 90, добываемый на морском дне (как источник природного газа 89) для сжижения посредством платформы 20, может подготавливаться путем его дегидратации от водяных паров и очистки

(при необходимости) от вредных примесей, например сероводорода и диоксида углерода. Затем природный газ 90 может вводиться посредством всасывания в один из подводных вертикальных сосудов 111 путем выпуска столба летучей тяжелой жидкости 80, экранируемого посредством слоя водно-солевого вещества 60, покрытого жидким углеводородом 70, как пояснено ниже.

Природный газ 90 может претерпевать сжатие в сосудах 111 с последующим выдавливанием порции природного газа, скопившейся в вертикальном подводном сосуде 111, посредством подачи в такой цилиндр 111 летучей тяжелой жидкости с более высокого уровня под слоем водно-солевого вещества 60, сохраняющегося около его основания.

После этого система 100 может осуществлять охлаждение и конденсацию сжатого природного газа 90А за счет испарения кипящего при низкой температуре внешний хладоносителя, например, первого хладагента 50. Природный газ, находящийся при повышенном давлении, выдавливается для сжижения из подводного вертикального сосуда 111 посредством поднимающегося столба летучей тяжелой жидкости 80.

Сжиженный природный газ может скапливаться в подводном хранилище 92 с его последующей транспортировкой и доставкой к потребителям на морском побережье посредством перекачки по трубопроводу или транспортировки морем в специальных танкерах.

Повышающая давление жидкость 80 может вводиться в сосуды 111 под действием гравитации, используя при этом имеющийся в море перепад высот. Для этой цели повышающая давление жидкость 80 проходит подводную повторную газификацию летучей тяжелой жидкости 80, выпускаемой из вертикальных подводных сосудов 111 (во время всасывания в них газа) посредством внешнего теплоносителя, например газификатора 120, с последующим направлением образованных паров 80А на конденсацию, реализуемую на более высокой отметке путем их охлаждения с помощью морской воды (в конденсаторе 130, охлаждаемом посредством винта 135). После подъема повышающей давление жидкости 80 в форме газа 80А, жидкость 80 может быть повторно введена в сосуды 111 под действием гравитации, как проиллюстрировано ниже.

Контейнер 140 используется для накопления летучей тяжелой жидкости 80 в сборном резервуаре, установленном на верхнем уровне, с последующей подачей жидкой неводной среды 80 под слоем водно-солевого раствора 60, сохраняющегося в вертикальных сосудах 111 после всасывания в них следующей порции газа 90.

Другой подводный модуль 110 повышения давления газа может использоваться для всасывания паров внешнего хладоносителя 50 (после того, как испарение хладагента 50 было использовано для отведения теплоты конденсации природного газа) в один из вертикальных сосудов 111 охлаждающего каскада (см. подробный пример ниже), с его последующим выдавливанием из цилиндра 111, реализуемым аналогичным образом, т.е., посредством подачи летучей тяжелой жидкости 80 под слоем водно-солевого раствора 60, сохраняющимся в этом сосуде 111.

После этого система 100 может осуществлять охлаждение паров остаточного хладоносителя 50, выдавливаемого из вертикального сосуда 111 и охладившего природный газ 90, и его конденсацию посредством теплоотбора энергии испарения от другого, кипящего при менее низкой температуре (по сравнению с метаном), хладоносителя, заворачивающего, в свою очередь, в свою собственную петлю циркуляции, предшествующую охлаждающей ступени каскада. Все теплоносители, нагревание которых реализует переход летучей тяжелой жидкости из жидкого в газообразное состояние на всех ступенях каскада, могут циклическим образом перемещаться в системе 100.

Пример.

В следующем неограничивающем примере природный газ 80А повышенного давления может охлаждаться этаном в качестве первого хладагента 50; первый хладагент 50А повышенного давления может охлаждаться пропаном в качестве второго хладагента 40; повышающая давление жидкость 80 может представлять собой дифтордибромметан; водно-соляной раствор 60 может представлять собой водный раствор бромида кальция; а несмешивающаяся с водой жидкость 70 может представлять собой жидкий углеводород.

Природный газ 90 может подаваться из источника 89 для сжижения после высыхания водяных паров, очистки от сероводорода и всасывания в один из вертикальных подводных сосудов 111А и 111В, работающих, например, в противофазах.

Всасывание природного газа происходит за счет выпуска столба дифтордибромметана (плотность 2,28 г/см³, точка кипения 24,5°C), заполняющего такой рабочий цилиндр.

Эта кипящая при низкой температуре жидкость, полученная посредством попеременного выпуска вертикальных сосудов 111А и 111В, подается для повторной газификации к паровому котлу 120, нагреваемому с помощью водяного пара, закачиваемого в его змеевик 121 из паровой турбины (не изображена), установленной на буровой платформе 20, являющейся частью паросиловой установки. Конденсат, образующийся в результате конденсации этой внешней теплообменной среды, выдавливается из змеевика 121 посредством возвращения свежего пара назад в буровую платформу 20, причем эта горячая вода закачивается снова в паровой котел (не изображен) с помощью насоса высокого давления (не изображен).

Чтобы избежать смешивания природного газа, всасываемого в сосуды 111А и 111В, с парами дифтордибромметана, столб этой летучей тяжелой жидкости экранируется посредством слоя 60 водного раствора бромиды кальция - имеющей низкую температуру замерзания водно-солевой жидкости, несмешивающейся с органической средой, плотность которой ниже, чем плотность дифтордибромметана (в зависимости от концентрации и температуры, плотность растворов бромиды кальция может достигать 1,82 г/см³). Она отличается аномально низкой точкой замерзания, зависящей от соотношения компонентов такой незамерзающей жидкости.

В свою очередь, данный слой 60 водно-солевого вещества, экранирующий столб дифтордибромметана, заливается слоем гексана 70 в качестве неограничивающего примера второго хладагента. Гексан может использоваться в качестве второго хладагента 70, поскольку он представляет собой несмешивающийся с водой жидкий углеводород с наиболее низкой плотностью из этого ряда жидкостей (0,66 г/см³).

Однако в качестве покрытия верхней жидкости могут использоваться другие несмешивающиеся с водой, имеющие низкую температуру замерзания углеводородные жидкости, например, толуол (плотность 0,87 г/см³), или их смеси, пары которых природного газа не могут испортить потребительские свойства последних.

Такая двойная жидкая изоляция газообразной фазы в вертикальных сосудах 111 от летучей неводной жидкости предотвращает как проникновение паров дифтордибромметана (который является не просто негорючим, но одним из наиболее эффективных противопожарных веществ на настоящий момент) в сжатый природный газ, так и смачивание метана водяными парами, которые могут находиться над поверхностью любых растворов минеральных (органических) солей в воде.

Органические пары, образующиеся в паровом котле 120 при переходе дифтордибромметана из жидкого в газообразное состояние, поднимаются по теплоизолированному каналу 122 к конденсатору 130, установленному под буровой платформой 120, в верхнем слое морской воды, имеющем (в зависимости от расстояния от морской поверхности) среднюю дневную температуру летом от 12 до 14°C. (В случае добычи природного газа на низких широтах мирового океана, если температура верхнего слоя морской воды близка к 24°C, в качестве летучей тяжелой жидкости вместо дифтордибромметана могут использовать перфторопентан. Последний имеет несколько более низкую плотность 1,62 г/см³, но более высокую температуру конденсации равную 29,3°C. Иначе конденсатор 130 должен быть погружен на большие глубины, где морская вода холоднее в любое время года).

Для улучшения условий теплоотведения при конденсации дифтордибромметана, конденсатор 130 омывается морской водой, прокачиваемой через последний посредством внешнего гребного винта 135.

Дифтордибромметан 80, преобразуемый таким образом в жидкое состояние, скапливается в подводном хранилище 140, откуда он подается для компрессии природного газа по вертикальной напорной трубе 122 на основание подводного вертикального сосуда 111В, прилегающего к сосуду 111А, причем указанный сосуд 111В будет полностью заполнен к тому времени метаном в процессе опорожнения рабочего пространства этого вертикального цилиндра от основного объема его предыдущего жидкого содержимого.

Для этой цели жидкий дифтордибромметан подается из подводного хранилища 140 под слоем 60 имеющего низкую температуру замерзания водно-солевого вещества, остающегося в сосуде 111В, который экранирует поднимающийся столб этой летучей жидкости.

В некоторых вариантах осуществления система 100 содержит подающий модуль 125, который может содержать газификатор 120, например паровой котел 120, выполненный с возможностью газификации повышающей давление жидкости; конденсатор 130, расположенный на определенной глубине под водой и выполненный с возможностью конденсации газифицированной повышающей давление жидкости 80А; теплоизолированный трубопровод 122, выполненный с возможностью подачи газифицированной повышающей давление жидкости 80А от газификатора 120 к конденсатору 130; и контейнер 140, например подводное хранилище 140, выполненный с возможностью приема конденсированной повышающей давление жидкости 80 и гравитационной подачи повышающей давление жидкости 80 в клапанную систему 114 (например, к клапанам 114В).

Благодаря поднятию уровня дифтордибромметана 80 в цилиндре 111, объем, не затопленный жидкой средой над поверхностью двойного жидкостного экрана (слои 60 и 70), покрывающего столб неводной жидкости 80, начинает постепенно сокращаться. Это приводит к компрессии метана 90, содержащегося в сосуде 111В. При заполнении вертикального сосуда 111 жидкой средой 80 до 90%, давление метана 90, сохраняющегося над поверхностью слоя 70 гексана, повышается в десять раз. Однако для повышения температуры сжижения природного газа с -161,5°C (точка его сжижения при атмосферном давлении) до максимально возможной, т.е. критической точки (-82,5°C), его давление должно быть доведено по меньшей мере до 4,49 МПа.

Таким образом, над поверхностью водно-солевого вещества 60, экранируемого жидким углеводородом 70, должно оставаться только около 2,2% свободного геометрического пространства вертикального сосуда 111. Природный газ 90, сжатый до 4,5 МПа, может быть полностью сжижен при его последующем охлаждении до температуры порядка -83°C. В некоторых вариантах осуществления может использоваться несколько сосудов 111 для осуществления нескольких этапов компрессии, обеспечиваю-

ших постепенную компрессию природного газа 90.

В некоторых вариантах осуществления контейнер 140 может быть выполнен с возможностью обеспечения определенного перепада над сосудами 111, предназначенной для того, чтобы обеспечить подачу с помощью гравитации повышающей давление жидкости 80 в сосуды 111. Например, для достижения такой степени компрессии природного газа, уровень жидкого дифтордибромметана 80 в подводном хранилище 140 (сообщающемся по вертикальной напорной трубе 122 с каким-либо из вертикальных рабочих сосудов 111, в которых сжимаются газы 90, 50, 40), для того, чтобы уравновесить такое давление, должен превышать высотную отметку поверхности двойного жидкостного экрана (60, 70), покрывающего столб летучей жидкости, поддерживающей сжатый газ 90А, с перепадом как минимум 201 м, принимая во внимание, что плотность такой неводной среды превышает плотность воды в 2,28 раза.

Таким образом, при использовании дифтордибромметана в качестве рабочей среды 80 такого термодинамического цикла, нижняя часть подводного хранилища 140 такой тяжелой жидкости 80 должна быть вертикально разнесена относительно его верхнего уровня в вертикальных сосудах 111 с перепадом, по меньшей мере, 201 м (при коэффициенте сжатия природного газа, равном 45, т.е., от атмосферного давления 0,1 МПа до его рабочей величины 4,5 МПа).

В некоторых вариантах осуществления, в которых используется в качестве повышающей давление жидкости 80 вместо дифтордибромметана перфторопентан на морских газовых месторождениях на тропических широтах (как более легко конденсируемая жидкость), это падение высоты должно быть в 1,4 раз больше, т.е. 283 м, принимая во внимание, что плотность перфторопентана равна 1,62 г/см³, а не 2,28 г/см³.

С увеличением морской глубины, близость морского дна к буровой платформе 20 не ограничивает падение высоты между столбами тяжелой жидкости 80, используемой в таких сообщающихся сосудах 111. Кроме того, в качестве рабочей среды в термодинамических циклах могут использоваться другие летучие жидкости 80 еще более низкой плотности, например гексафторохлорбромпропан (плотность 1,55 г/см³). Их пары 80А могут конденсироваться в верхних (наиболее нагреваемых солнечным излучением) слоях морской воды даже в самые жаркие летние дни (температура конденсации гексафторохлорбромпропана составляет 35,7 °С). В этом случае вертикальные сосуды 111, в которых природный газ 90 претерпевает сжатие до такого давления, могут быть погружены на еще большую глубину до тех пор, пока они не достигнут морского дна.

В других вариантах осуществления, в случае подводной добычи газа в прибрежной зоне на малых глубинах, может использоваться еще более тяжелая неводная жидкость 80, например дибромфторметан (плотность 2,42 г/см³, точка кипения 64,5°С), используемая для заполнения U-образной гидравлической системы с тем, чтобы понизить высоту такой водонапорной башни. В этих вариантах осуществления U-образную форму могут иметь по меньшей мере несколько сосудов 111, чтобы понизить необходимый определенный перепад для гравитационной подачи повышающей давление жидкости 80. В этом случае разница уровней жидкого содержимого таких сообщающихся сосудов еще меньше, и перепад в 194 м может быть достаточным. При использовании трибромфторметана (плотность 2,71 г/см³, точка кипения 105°С) эта разница составляет несколько меньше 170 м и т.д. Аналогичным образом, повышающая давление жидкость 80 может быть выбрана таким образом, чтобы обеспечить работу для данного морской местоположения и рельефа, и аналогичным образом могут быть сконструированы сосуды 111. Повышающая давление жидкость 80 и сосуды 111 могут быть сконструированы и выбраны для обеспечения необходимого перепада повышающей давление жидкости 80 применительно по меньшей мере к одному из сосудов 111 в заданном морском местоположении.

Когда при работе запорных клапанов 114А давление становится 4,5 МПа, природный газ, попеременно сжимаемый до этого давления в вертикальных сосудах 111, выпускается из них для охлаждения и конденсации.

Предварительное охлаждение сжатого природного газа 90А может быть реализовано в теплообменнике 150А, установленном на глубине, превышающей 100 м. Это может быть объяснено тем фактом, что запас теплой воды в мировом океане с температурой 10°С и выше составляет только около 8% его общего объема. Он сконцентрирован в верхнем слое морской воды толщиной меньше 100 м. Ниже этого слоя, с увеличением глубины, температура воды постепенно падает до 1-3°С. Эта температура соответствует около 75% всего объема мирового океана. Такой температурный режим в глубоководной части морей и океанов остается практически неизменным круглый год и в течение суток. Соответственно, посредством прокачки такого бесплатного хладоносителя через теплообменник 150А с помощью гребного винта 155А, температура проходящего через него сжатого природного газа может быть понижена до 3-5°С.

Газообразное вещество, предварительно сжатое до 4,5 МПа и охлажденное в теплообменнике 150А до 4°С, подается сначала на рекуперационный теплообменник 160А, а затем на хладообменник 166А, охлаждаемый путем испарения первого хладагента 51, например, жидкого этана в качестве конечного хладоносителя 50. Хладообменник 166А может быть расположен в петле циркуляции на ступени такого охлаждающего каскада, предшествующего сжижению метана. Следует отметить, что в настоящем документе термин "хладообменник" используется для обозначения теплообменника, служащего для охлаждения соответствующего вещества. Термин "хладоноситель" относится к любому из хладагентов в системе,

например, первому и второму хладагентам 50, 40, а также к морской воде при различных температурах.

Благодаря тому, что криогенная температура (-88,7°C) достигается в хладообменнике 166А при переходе жидкого этана 51 (предварительно дросселированного в регулирующем клапане 167А) из жидкого 51 в газообразное состояние 50, холодный природный газ, сжатый в вертикальных сосудах 111 до давления, близкого к критическому, становится жидкостью. После этого сжиженный метан 91 поступает, как готовый продукт, в подводное хранилище 92, откуда он впоследствии переправляется потребителям газовыми танкерами или доставляется на берег в жидком состоянии посредством подводных трубопроводов.

В качестве конечного хладоносителя, который может сжижать помимо этана сжатый природный газ, могут использоваться другие криогенные жидкости, например этилен (нормальная точка кипения -103,5°C) или перфторметан (нормальная точка кипения -127,9°C). При этом давление при компрессии метана не должно обязательно достигать 4,5 МПа: в этом случае, природный газ также могут сжижать при более низком давлении.

Соответственно, перепад, обеспеченный контейнером 140, т.е. разница высот между уровнями легкой тяжелой жидкости 80 в "водонапорной башни" (контейнере 140) и в сообщающихся с ней вертикальных сосудах 111, может быть также понижен.

Газообразный этан 50, покидающий хладообменник 166А, передавший свою холодность предварительно охлажденному метану 90А, может подаваться для своего сжижения, реализуемого в этой моноэтапной системе точно таким же образом.

Для этой цели, этан 50, покидающий хладообменник 166А после повторной газификации, подается на рекуперационный теплообменник 160А, где он сообщает свою остающуюся искусственную холодность сжатому метану. После этого, такой остаточный хладоноситель сжимается. Для этой цели, первый хладагент 50, например этан, всасывается в один из вертикальных сосудов 111 второго модуля 110В повышения давления газа, действующего согласно тем же принципам, что и первый модуль 110А повышения давления газа, с помощью сосудов 111, работающих в противофазах за счет того, что на них (более точно, на их основание) из хранилища 140 попеременно подается под слоем водно-солевого вещества жидкий дифтордибромметан.

Первый охлаждающий модуль 115А, таким образом, содержит теплообменник 150А, снабженный винтом 155А, и рекуперационный теплообменник 160А с хладообменником 166А.

Объемы дифтордибромметана, выпускаемые из сосудов 111 после всасывания многократных порций этана, также подаются для повторной газификации в паровой котел 120. Оттуда органические пары такой легкой жидкости освобождаются посредством тепла внешнего теплоносителя (в данном случае, тепла водяного пара, конденсирующегося в змеевике 121) в конденсатор 130, установленный на верхнем уровне. Эта рабочая жидкость, сконденсированная в результате теплообмена с морской водой, скапливается снова в хранилище 140, откуда она подается для следующего заполнения одного из сосудов 111 второго модуля 110В для компрессии этана до повышенного давления.

В отличие от метана (в виде газа 90), этан (в качестве первого хладагента 50) более легко подвергается сжижению (точка кипения этой криогенной жидкости при атмосферном давлении не -161,5°C, как для метана, но почти в два раза выше, более точно, -88,6°C. Критическая температура сжижения этана положительна и равна 32,3°C, что почти всегда обеспечивает использование морской воды в качестве бесплатного хладоносителя для отведения тепла конденсации этана, сжатого до критического давления, на большей части мирового океана). В таких вариантах осуществления система 100 может функционировать с первым хладагентом 50 для охлаждения сжатого газа 90А, причем первый хладагент 50 может псевдоожигаться под действием низких температур окружающего моря.

Другие варианты осуществления могут быть предназначены для использования даже в самые жаркие летние дни на мелких участках некоторых естественных водоемов (например, в Каспийском море), на которых температура морской воды может повышаться до более высокого уровня.

В этом случае даже этан 50, сжатый до критической величины давления (4,7 МПа) в вертикальных сосудах 111, не может быть легким образом сконденсирован с высокой эффективностью в компактном устройстве теплообменника посредством хладоносителя с таким низким охлаждающим потенциалом.

Таким образом, для гарантированного поддержания высокой производительности процесса сжижения природного газа при любых метеорологических условиях работы морского газового месторождения, конденсация этана может также быть реализована с использованием искусственной холодности, образуемой на первой ступени такого охлаждающего каскада, при этом в качестве рабочей среды могут использоваться пропан или аммиак.

Для этой цели этан 50 может претерпевать сжатие в вертикальных сосудах 111 второго модуля 110В до более умеренного давления по сравнению с критическим давлением (4,7 МПа). Этан 50 может сначала охлаждаться посредством морской воды в теплообменнике 150В, снабженном винтом 155В, а затем этан 50 может подаваться в рекуперационный теплообменник 160В. Теплообменник 160В может быть выполнен с возможностью удаления остатков искусственной холодности, выполняемой хладообменником 166В посредством второго хладагента 41, например пропана, претерпевающего повторную газификацию в теплообменнике 166В. Второй хладагент 41 может быть проходить через предваритель-

ное дросселирование (после его сжижения, как описано ниже) в регулирующем клапане 167В.

Второй охлаждающий модуль 115В, таким образом, содержит теплообменник 150В, снабженный винтом 155В, и рекуперационный теплообменник 160В с хладообменником 166В.

Таким образом, сжатый первый хладагент 50 (например, этан) конденсируется в хладообменнике 166В за счет тепла, выделяющегося в результате фазового перехода второго хладагента (например, пропана) из жидкого 41 в газообразное состояние 40.

Пропан 40, циркулирующий на первой ступени такого охлаждающего каскада, также является наиболее легко сжижаемым газом из всех хладоносителей, используемых в такой системе сжижения метана.

Точка конденсации пропана при атмосферном давлении не является криогенной величиной. Она встречается в природе ($-42,6^{\circ}\text{C}$) и довольно сравнима с метеорологическими условиями в атмосфере над Северно-Ледовитым океаном во время полярной ночи. Критической температура его сжижения равна $-96,8^{\circ}\text{C}$. Давление его пара, соответствующее такой критической температуре, также значительно более низкое (4,1 МПа), чем для этана (4,7 МПа). Поэтому, не всегда имеет смысл сжимать пропан до давления, характерного для компрессии этана, в вертикальных сосудах 111 второго модуля 110В.

Аналогичным образом, сжижение пропана на первой ступени такого охлаждающего каскада может быть реализовано аналогичным, как для этана и метана, образом, но при более мягких технологических условиях. В то время как газ 90 (например метан) сжимается в сосудах 111 первого модуля 110А, а первый хладагент 50 (например этан) сжимается в сосудах 111 второго модуля 110В, второй хладагент 40 (например пропан) может претерпевать сжатие в сосудах 111 третьего модуля 110С.

Для этой цели используются два вертикальных сосуда 111 третьего модуля 110С повышения давления газа, работающие в противофазах. Газообразный второй хладагент 40 (например, пропан), попеременно засасываемый в них после повторной газификации (в хладообменнике 166В) и рекуперационного теплообмена (в теплообменнике 160В), сжимается в таких вертикальных цилиндрах до давления, которое тем выше, чем теплее морская вода, используемая для охлаждения этого газа в теплообменнике 150С, снабженном винтом 155С.

Пропан 40, попеременно сжимаемый в вертикальных сосудах 111, проходит предварительное охлаждение с помощью морской воды в теплообменнике 150С, а затем подается для сжижения, реализуемого в еще более глубоководном конденсаторе 160С, омываемом еще более холодной морской водой, прокачиваемой через него посредством винта 165.

В этой связи может быть необходимо использовать более холодную морскую воду, когда конденсатор 160С закреплен на значительно более низкой геодезической отметке, чем теплообменник 150С, что обеспечивает высокую эффективность конденсации пропана в любое время года и в течение суток. В других вариантах осуществления охлаждающий модуль 115С может быть сконфигурирован аналогичным с охлаждающим модулем 115В образом. В некоторых вариантах осуществления (например, если первый хладагент 50 может быть достаточно охлажден при глубинных морских температурах), охлаждающий модуль 115В может быть сконфигурирован как проиллюстрированный охлаждающий модуль 115С.

Пропан 41, сжиженный таким образом в конденсаторе 160С (за счет бесплатного охлаждающего потенциала глубинной морской воды), проходит дросселирование в регулирующем клапане 167В и подается после этого на хладообменник 166В.

Кипящий при атмосферном давлении в хладообменнике 166В пропан (нормальная точка кипения жидкого пропана равна $-42,6^{\circ}\text{C}$), переходя из жидкого в газообразное состояние, забирает тепло конденсации от этана. Это приводит к сжижению такого хладоносителя, предварительно сжатого в вертикальных сосудах 111 второго модуля 110В, находящегося в петле циркуляции второй ступени подводного охлаждающего каскада.

Конечная рекуперация искусственной холодности, удаленной из хладообменника 166В парами пропана, выполняется в рекуперационном теплообменнике 160В за счет обмена холодностью между газообразным пропаном и сжатым этаном, подаваемым для конденсации.

Третий охлаждающий модуль 115С, таким образом, содержит теплообменник 150С, снабженный винтом 155С, и глубоководный конденсатор 160С с винтом 165.

Пропан 41, повторно газифицированный таким образом в хладообменнике 166В, возвращается для компрессии в один из вертикальных сосудов 111 третьего модуля 110С, т.е. в начало технологического процесса, таким образом, замыкая петлю циркуляции хладоносителя, который является рабочей средой первой ступени подводного охлаждающего каскада.

Таким образом, обеспечиваются высокие стандарты добычи и безотказная работа оборудования, причем все охлаждающие агенты (например, первый и второй хладагенты 50, 40), используемые в таком многоступенчатом технологическом каскаде, практически не расходуются, поскольку циклы их циркуляции применительно к этим веществам являются практически полностью замкнутыми.

Предпочтительно использование изобретения может позволить преодолеть хорошо известные недостатки традиционных многоступенчатых способов каскадного сжижения природного газа не только благодаря необходимости размещения охлаждающего оборудования на рабочей площадке буровой платформы крайне ограниченной производственной площади, но также благодаря деградации жесткой связи

между уровнем его термодинамического совершенства и производственной мощностью модуля устройства сжижения метана в технологическом процессе согласно изобретению.

Кроме того, с ростом производительности и, таким образом, с увеличением высоты вертикальных подводных сосудов 111 модулей 110А, 110В и 110С (при разработке глубоководных и суперглубоководных морских газовых месторождений), цикличность процесса компрессии соответствующих газов еще больше снижается, и дополнительная компрессия всех рабочих сред каждой ступени охлаждающего каскада использует тепловую энергию вместо электрической мощности. Это поколение решений для морских газовых месторождений является несравнимо более дешевым, чем основанное на электричестве поколение, использующее дорогостоящие плавучие энергетические установки и электрический привод.

Дополнительное преимущество размещения огромных рабочих цилиндров такого гидравлического компрессора в подводных условиях заключается в повышении эффективности удаления тепловой энергии газовой компрессии с ростом их габаритных вертикальных размеров. Дело в том, что большинство морских газовых месторождений, обнаруженных на настоящий момент, расположены в глубоких и сверхглубоких частях мирового океана, что позволяет возводить такие вертикальные сосуды 111 высотой сотни и тысячи метров. Таким образом, большая часть поверхности естественного теплообмена такого компрессионного оборудования с окружающей средой оказывается погруженной в морскую воду, имеющую круглогодичную температуру 1-3°C, что обеспечивает существенное снижение общего потребления энергии системой генерации искусственной холодности за счет отведения значительной части тепла, получаемого от природного газа, посредством такого бесплатного хладоносителя.

Предпочтительно работа ниже уровня моря также уменьшает окружающую рабочую температуру. Таким образом, сжижение природного газа является более эффективным и, в частности, более термически эффективным, чем сжижение над морской поверхностью или на берегу.

Кроме того, изобретение представляет особый интерес для разработки глубоководных и суперглубоководных морских газовых месторождений. Это обусловлено не только тем обстоятельством, что с ростом глубины моря температура морской воды уменьшается, и появляется возможность размещения более высоких вертикальных подводных сосудов 111, но также и тем, что растет гидростатическое давление. Таким образом, внутреннему давлению сжатого газа, содержащегося в каком-либо подводном сосуде, противодействует внешнее гидростатическое давление. Это уменьшает материалоемкость основного технологического оборудования, что делает его более дешевым и обеспечивает в то же время более высокую безопасность его работы.

Еще большие перспективы снижения потребления мощности при сжижении метана, добываемого на морском дне, возникают в случае разработки глубоководных морских газовых месторождений, расположенных в зонах повышенной термической активности земной коры. В этих случаях, кроме бурения газовых скважин, под морским дном с буровой платформы 20 могут осуществлять бурение скважин, достигающих пород с повышенной температурой. Когда организована циркуляция теплоносителя (который может осуществлять повторную газификацию, проходя через змеевик 121 парового котла 120, для такой летучей жидкости, как дифтордибромметан) в этом контуре, потребление ресурсов промышленного энергоснабжения при таком технологическом процессе становится еще меньше.

Принимая во внимание, что сам метан является основным энергоносителем морских газовых месторождений, использование бесплатной тепловой энергии земной коры для замыкания компрессионных циклов для всех типов газообразных сред в способе компрессии природного газа согласно изобретению обеспечивает дополнительный прирост производственной мощности такой буровой платформы применительно к ее конечному продукту.

В некоторых вариантах осуществления использование настоящего изобретения обеспечивает разработку морских газовых месторождений, расположенных на расстоянии сотни и тысячи километров от океанского берега, независимо от глубины залегания природного газа. И, наконец, транспортировка одного килограмма газообразного метана на большие и сверхбольшие расстояния является несравнимо более дорогостоящей, чем транспортировка одного килограмма жидкого природного газа, поскольку плотность одного кубического метра газообразного метана составляет только 720 г/м³, в то время как один кубический метр жидкого метана весит около 450 кг, т.е. в 625 раз больше. Кроме того, сжиженный метан, в отличие от природного газа, является практически несжимаемым. Соответственно, при его перекачке в магистральных трубопроводах основное потребление мощности для его подачи на большие расстояния связано с преодолением сил трения между такой имеющей крайне низкую вязкость жидкостью и внутренней поверхностью магистрали. В то же время при перекачке газообразного метана основное потребление мощности связано с его компрессией, а не с транспортировкой.

Фиг. 5 представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую способ сжатия и сжижения газа 200 согласно некоторым вариантам осуществления изобретения. Способ 200 может содержать этап повышения давления газа, например природного газа или других газов, например этана или метана. Способ 200 может дополнительно содержать этап охлаждения сжатого газа для его сжижения. Например, давление газа может превысить его критическую точку, и охлаждение сжатого газа может, таким образом, вызывать сжижение газа. В некоторых вариантах осуществления способ 200 может содержать этап

сжатия и сжижения природного газа, как проиллюстрировано в не ограничивающем примере ниже.

Способ 200 содержит этап повышения давления газа по меньшей мере в одном вертикальном сосуде (этап 210), например этап повышения давления природного газа (этап 211) посредством циклически выполняемых этапов (этап 235): (i) вводят газ в верхнюю часть по меньшей мере одного вертикального сосуда (этап 212); (ii) вводят повышающую давление жидкость в нижнюю часть по меньшей мере одного вертикального сосуда для повышения давления газа (этап 215); отделяют повышающую давление жидкость от газа посредством слоя не смешивающейся с водой жидкости на слое водно-соляного раствора (этап 220); и откачивают газ повышенного давления через верхнее отверстие после достижения заданного давления (этап 230). Этап повышения давления могут выполнять циклическим образом (этап 235), например, посредством введения газа с помощью откачки повышающей давление жидкости из нижней части по меньшей мере одного вертикального сосуда (этап 216). Таким образом, в природном газе могут непрерывно повышать давление посредством введения и откачки повышающей давление жидкости.

В некоторых вариантах осуществления способ 200 может дополнительно содержать следующие этапы: выбирают повышающую давление жидкость так, чтобы она имела более высокую плотность, чем плотность водно-соляного раствора (этап 222); выбирают водно-соляной раствор так, чтобы он имел более высокую плотность, чем плотность не смешивающейся с водой жидкости (этап 224); и выбирают не смешивающуюся с водой жидкость так, чтобы она имела более высокую плотность, чем плотность газа (этап 226) для удержания газа сверху слоя не смешивающейся с водой жидкости, слоя не смешивающейся с водой жидкости сверху слоя водно-соляного раствора и слоя водно-соляного раствора сверху повышающей давление жидкости (этап 228).

В некоторых вариантах осуществления способ 200 может дополнительно содержать этап подачи откаченной повышающей давление жидкости посредством газификации, подачи вверх, конденсации и подачи вниз, содержащий следующие этапы: подают откаченную повышающую давление жидкость назад в нижнюю часть сосуда (этап 240); выполняют газификацию откаченной повышающей давление жидкости (этап 242); подают газифицированную повышающую давление жидкость вверх в изолированной трубе (этап 244); конденсируют газифицированную повышающую давление жидкость (этап 246); подают конденсированную повышающую давление жидкость вниз (этап 248) и выбирают повышающую давление жидкость, а также проектируют сосуды для обеспечения определенного перепада повышающей давление жидкости применительно по меньшей мере к одному сосуду в данном морском местоположении (этап 249).

В некоторых вариантах осуществления способ 200 может дополнительно содержать следующие этапы: выполняют сжижение природного газа повышенного давления посредством охлаждения с помощью первого хладагента (этап 250) и выбирают первый хладагент так, чтобы он имел критическую точку при более высокой температуре, чем природный газ (этап 255). Этап охлаждения с помощью первого хладагента (этап 250) может содержать этап, на котором выполняют газификацию первого хладагента для охлаждения природного газа повышенного давления (этап 252).

В некоторых вариантах осуществления способ 200 может дополнительно содержать следующие этапы: повышают давление первого хладагента (этап 257) и выполняют сжижение первого хладагента повышенного давления посредством охлаждения вторым хладагентом (этап 260). Способ 200 может дополнительно содержать этап, на котором выбирают второй хладагент так, чтобы он имел свою критическую точку при более высокой температуре, чем первый хладагент (этап 265). Охлаждение посредством второго хладагента (этап 260) может содержать этап, на котором выполняют газификацию второго хладагента для охлаждения природного газа повышенного давления (этап 262).

В некоторых вариантах осуществления способ 200 может дополнительно содержать следующие этапы: повышают давление второго хладагента (этап 267) и выполняют сжижение второго хладагента повышенного давления посредством охлаждения с помощью морской воды (этап 270).

Предпочтительно компрессия посредством повышающей давление жидкости 80 превосходит компрессию в токовых поршнях или в другом механическом компрессионном модуле в следующих аспектах. Во-первых, тепловая энергия компрессии рассеивается в жидкости и в море, и не разрушает движущиеся части (например, подшипники, изоляционные кольца и т.п.). Во-вторых, введение газа посредством откачки повышающей давление жидкости 80 является более эффективным, чем использование обратного хода поршневой системы, в частности, при высоких рабочих скоростях. Также, компрессия с помощью жидкости более масштабируема, чем с помощью поршневой системы, в которой могут возникать трудности, обусловленные растущей инертности поршневой головки. Наконец, благодаря сокращению количества механических частей, подводной работе и пожароустойчивой природе, по меньшей мере, нескольких из пригодных повышающих давление жидкостей 80, раскрытые системы и способы являются значительно более безопасными, чем современные системы.

Предпочтительно задача настоящего изобретения заключается в том, чтобы ослабить падение уровня энергоэффективности процесса с повышением его производительности, упростить аппаратное представление, понизить потребление электроэнергии системой сжижения природного газа, а также повысить степень безопасности морских газовых месторождений.

В некоторых вариантах осуществления предложены подводные модули повышения давления газа и

системы сжижения, а также предложены способы повышения давления и сжижения. Газ сжимается гидравлическим образом посредством введенной морской воды, действующей в качестве повышающей давление жидкости 80, отделенной от газа посредством слоя несмешивающейся с водой жидкости. Морская вода подается гравитационно под действием глубоководного морского давления; при этом поднимающаяся вода сжимает газ в верхней части компрессионных сосудов. Для достижения высокого коэффициента сжатия, понижающего температуру сжижения, могут использоваться высокие, по возможности, вертикальные спиралевидные сосуды. Охлаждающие модули используются для сжижения сжатого газа, выполняемого, по возможности, с помощью хладагента, который сам имеет повышенное давление в результате аналогичного воздействия. Каскад, имеющий две или более ступени компрессионных и охлаждающих модулей, может использоваться для обеспечения последующего охлаждения посредством окружающей морской воды. В некоторых вариантах осуществления хладагент может быть выбран таким образом, чтобы обеспечивать сжижение при температурах окружающей морской воды. Размеры и формы сосудов, хладагенты и реализация охлаждающих модулей выбираются в соответствии с морским местоположением, чтобы обеспечить сжижение природного газа вблизи источника газа. Морская вода, используемая для повышения давления газа, может использоваться после откачки для повышения давления внутрислоевого газа на этапах добычи.

Фиг. 6 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводного модуля 110 повышения давления газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения. Подводный модуль 110 повышения давления газа содержит по меньшей мере один сосуд 111, проиллюстрированный на фиг. 6 в двух рабочих состояниях, обозначенных номером позиции 111А для повышения давления газа и 111В для всасывания газа, что пояснено ниже. Сосуд 111 выполнен с возможностью приема газа 90 через верхнюю часть 112 сосуда, например через верхнее отверстие, и морской воды 80 через нижнюю часть 113 сосуда, например через нижнее отверстие. В некоторых вариантах осуществления морская вода 80 используется в качестве повышающей давление жидкости 80 в контексте раскрытых выше вариантов осуществления.

Подводный модуль 110 повышения давления газа содержит клапанную систему 114, имеющую верхнюю подсистему 114А, имеющую сообщение по текучей среде с верхней частью 112 сосуда 111, и нижнюю подсистему 114В, имеющую сообщение по текучей среде с нижним отверстием 113. Подсистемы 114А, 114В выполнены с возможностью контроля и регулирования введения и откачки газа 90 и морской воды 80, соответственно. Клапанная система 114 выполнена с возможностью повышения давления газа 90 посредством введения морской воды 80 в сосуд 111, откачки газа 90А повышенного давления через верхнее отверстие 112 после достижения заданного давления и введения газа 90 в сосуд посредством откачки морской воды 80 через нижнюю часть 113 сосуда 111.

Сосуд 111 дополнительно содержит слой не смешивающейся с водой жидкости 70, предназначенный для отделения морской воды 80 от газа 90 в процессе повышения давления и всасывания газа 90. Жидкость 70 выбирают таким образом, чтобы она имела плотность, промежуточную между плотностями морской воды 80 и газа 90. Выбранная плотность (при рабочих температурах и давлениях) должна обеспечить удержание слоя не смешивающейся с водой жидкости 70 сверху морской воды 80.

В некоторых вариантах осуществления газ 90 проходит предварительную очистку исходного сырья для удаления вредных примесей. Затем газ проходит компрессию (на 111) и конденсацию (на охлаждающих модулях 115, см. ниже).

В некоторых вариантах осуществления несмешивающаяся с водой жидкость 70 может содержать алифатические или ароматические органические соединения или их смеси, и может иметь плотность меньше плотности морской воды и температуру замерзания ниже -20°C . Например, несмешивающаяся с водой жидкость 70 может быть выбрана из следующего перечня: гексан, изомеры гексана, гептан, изомеры гептана, толуол, их производные и их смеси.

Отсутствие каких-либо механических устройств с электрической проводкой, используемых для компрессии газообразных сред в способе сжижения метана, и их компрессия в подводных вертикальных сосудах за счет выдавливая газообразной фазы из сосудов посредством подачи морской воды 80 обеспечивают не только существенное снижение в цикличности работы таких поршневых компрессоров, не содержащих каких-либо движущихся механических частей, но также практически полностью устраняют потребление электроэнергии для реализации процесса. Кроме того, подводное расположение сосудов 111 высокого давления обеспечивает значительное снижение их материалоемкости (внешнее гидростатическое давление морской воды компенсирует внутреннее давление, что обеспечивает возможность изготовления такого оборудования с более тонкими стенками). Отсутствие высокоскоростного механического компрессорного оборудования с мощной электрической проводкой не только сокращает стоимость инструментальных конструкций для реализации процесса согласно изобретению, но также значительно повышает безопасность разработки такого подводного газового месторождения.

Предпочтительно все отличительные признаки настоящего изобретения по сути взаимосвязаны, а их упоминание комбинации обеспечивают решение задачи изобретения. Изобретение, однако, не должно быть истолковано как ограниченное деталями реализации, приведенными в качестве примеров ниже.

Подводный модуль 110 повышения давления газа может быть связан с платформой 20 добычи при-

родного газа и принимать природный газ в виде газа 90 от платформы 20. Сжиженный природный газ 90 может храниться в подводном хранилище или подаваться на берег. Сосуды 111 предназначены для того, чтобы выдерживать подводное давление, применительно к условиям работы модуля 110. Подводный модуль 110 повышения давления газа может, кроме того, быть предназначен для сжатия и/или сжижения других газов или газовых смесей. В некоторых вариантах осуществления подводный модуль 110 повышения давления газа может быть предназначен для сжатия и/или сжижения хладагентов, используемых для сжижения природного газа 90, как проиллюстрировано ниже. Многочисленные подводные модули 110 повышения давления газа могут быть расположены в виде каскада для компрессии газа 90 ступенчатым образом, на каждой ступени каскада принимая сжатый газ и сжимая принятый газ еще больше. Многочисленные подводные модули 110 повышения давления газа могут быть расположены в виде каскада для компрессии и сжижения нескольких типов газов, имеющих возрастающие температуры критической точки, чтобы обеспечить охлаждение последнего газа в каскаде посредством морской воды, например, посредством глубинной морской воды.

При таком размещении охлаждающий эффект морской воды постепенно усиливается с тем, чтобы обеспечить криогенное охлаждение первого газа в каскаде. Неограничивающий подробный пример представлен ниже.

Предпочтительно раскрытые системы и способы обеспечивают возможность разработки морского газового месторождения с выдачей добываемого природного газа в сжиженном виде непосредственно на производственной площадке в подводных условиях, с одновременным снижением объемов приспособленных мощностных ресурсов, необходимых для реализации такого процесса. В некоторых вариантах осуществления для решения этой задачи природный газ всасывается в подводный пустотелый трубчатый змеевик, находящийся в фазе наполнения. После этого он сжимается посредством поднимающегося столба морской воды, экранируемого посредством слоя несмешивающейся углеводородной жидкости, благодаря проникновению морской воды снизу, под слоем неводной жидкости, за счет высокого внешнего гидростатического давления. Природный газ сжимается, таким образом, до давления не ниже критического и подается для сжижения, реализуемого посредством его охлаждения и конденсации с помощью внешнего криогенного хладоносителя, расположенного в контуре собственной циркуляции. После этого большая часть морской воды откачивается из трубчатого змеевика до его заполнения следующей порцией природного газа на начальной ступени разработки газового месторождения. На второй ступени разработки месторождения морская вода, выходящая из трубчатого змеевика, используемого для компрессии природного газа, подается для заводнения подводного газового месторождения.

Предпочтительно использование внешнего гидростатического давления морской воды (подаваемой впоследствии для заводнения пласта газового месторождения на второй ступени его разработки) для компрессии природного газа позволяет обойтись без поршневых компрессоров, традиционно используемых в циклах сжижения метана, и не только потребляющих большое количество электроэнергии, но и представляющих собой довольно низкоэффективные устройства. Этим обеспечивается возможность как подачи всего объема добываемого природного газа в сжиженном виде непосредственно с места его добычи, так и позволяет резко сократить энергопотребление такой разработки газового месторождения.

Фиг. 7 представляет собой структурную блок-схему высокого уровня подводной системы 100 сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения; фиг. 8 представляет собой схематическое изображение высокого уровня подводной системы 100 сжижения природного газа согласно некоторым вариантам осуществления изобретения. В некоторых вариантах осуществления подводная система 100 сжижения природного газа может содержать два подводных модуля 110А, 110В повышения давления газа, расположенных в виде охлаждающего и повышающего давление каскада, предназначенного для эффективного сжижения природного газа. Первый модуль 110А может быть выполнен с возможностью повышения давления природного газа 90, а охлаждающий модуль 115А для природного газа может быть выполнен с возможностью сжижения природного газа 90А повышенного давления (для получения жидкого природного газа 91) с использованием хладагента 50. Хладагент 50 может быть выбран так, чтобы он имел критическую точку при более высокой температуре, чем природный газ 90. Второй модуль 110В может быть выполнен с возможностью повышения давления хладагента 50, а охлаждающий модуль 115В может быть выполнен с возможностью сжижения хладагента 50А повышенного давления (для получения жидкого первого хладагента 51) с использованием морской воды. В некоторых вариантах осуществления система 100 может реализовывать дополнительные этапы с использованием дополнительных хладагентов, или несколько этапов повышения давления (каждый выполняемый с помощью соответствующих сосудов 111) для каждого хладагента и т.д. Количество и тип хладагентов и количество и технические характеристики модулей повышения давления 110 могут быть определены согласно морским характеристикам (глубина, поверхностные температуры и строительные ограничения) и эксплуатационным факторам.

Природный газ 90, добываемый на морском дне (как источнике природного газа 89) для сжижения посредством платформы 20, может подготавливаться путем его дегидрации от водяных паров и очистки (при необходимости) от вредных примесей, например сероводорода и диоксида углерода. Затем природный газ 90 может вводиться посредством всасывания в один из подводных сосудов 111 путем выпуска-

ния столба морской воды 80, экранируемого посредством жидкого углеводорода 70, как пояснено ниже. Природный газ 90 может претерпевать сжатие в сосудах 111 с последующим выдавливанием порции природного газа, скопившегося в вертикальном подводном сосуде 111, посредством подачи морской воды в цилиндр 111 из окружающей глубины моря. После этого система 100 может осуществлять охлаждение и конденсацию сжатого природного газа 90А за счет испарения хладагента 50. Природный газ, находящийся при повышенном давлении, выдавливается для сжижения из подводного сосуда 111 посредством поднимающегося столба морской воды 80. Сжиженный природный газ 91 может скапливаться в подводном хранилище 92 с его последующей транспортировкой и доставкой к потребителям на морском побережье посредством транспортировки по трубопроводу или транспортировки морем в специальных танкерах. Морская вода 80 может вводиться в сосуды 111 под действием гравитации, используя при этом перепад высот, имеющийся в море. В хладагенте 50 может повышаться давление в аналогичном модуле 110В повышения давления и охлаждаться для сжижения в охлаждающем модуле 115В. Детали системы 100, проиллюстрированные на фиг. 7, пояснены на приведенном ниже примере.

Фиг. 9 представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую способ сжатия и сжижения газа 300 согласно некоторым вариантам осуществления изобретения. Способ 300 может содержать повышающий давление газ, например природный газ, или другие газы, например этилен или метан. Способ 300 может дополнительно содержать этап охлаждения сжатого газа для его сжижения. Например, давление газа может превысить его критическую точку, и охлаждение сжатого газа может, таким образом, вызывать сжижение газа. В некоторых вариантах осуществления способ 300 может содержать этап сжатия и сжижения природного газа, как проиллюстрировано в неограничивающем примере ниже.

Способ 300 содержит этап, на котором повышают давление газа по меньшей мере в одном сосуде (этап 310), например, повышают давление природного газа (этап 311) посредством циклически выполняемых этапов (этап 335): (i) вводят газ в верхнюю часть по меньшей мере одного сосуда (этап 312); (ii) вводят морскую воду в нижнюю часть по меньшей мере одного сосуда для повышения давления газа (этап 315); отделяют морскую воду от газа посредством слоя несмешивающейся с водой жидкости (этап 320); и откачивают газ повышенного давления через верхнюю часть по меньшей мере одного сосуда после достижения заданного давления (этап 330). Этап повышения давления могут выполнять циклическим образом (этап 335), например, посредством введения газа с помощью откачки морской воды из нижней части по меньшей мере одного сосуда (этап 316). Таким образом, в природном газе можно непрерывно повышать давление посредством введения и откачки морской воды.

В некоторых вариантах осуществления способ 300 может дополнительно содержать этап, на котором выбирают несмешивающуюся с водой жидкость таким образом, чтобы она имела плотность, промежуточную между плотностью газа и морской воды (этап 326), с целью поддержания газа сверху слоя несмешивающейся с водой жидкости, а слоя несмешивающейся с водой жидкости сверху морской воды в сосуде (этап 328).

В некоторых вариантах осуществления способ 300 может дополнительно содержать этап, на котором подают откаченную морскую воду в повышающий давление резервуар (этап 340). В некоторых вариантах осуществления откаченную морскую воду могут подавать в окружающее море или в один или более повышающий давление резервуар, в зависимости от обусловленных добычей требований. Подаваемая морская вода может проходить фильтрацию до ее подачи и закачиваться в повышающий давление резервуар.

В некоторых вариантах осуществления способ 300 может дополнительно содержать следующие этапы: выполняют сжижение природного газа повышенного давления посредством охлаждения с помощью хладагента (этап 350) и выбирают хладагент так, чтобы он имел критическую точку при более высокой температуре, чем природный газ (этап 355). Этап охлаждения с помощью хладагента (этап 350) может содержать этап, на котором выполняют газификацию хладагента для охлаждения природного газа повышенного давления (этап 352). В некоторых вариантах осуществления способ 300 может дополнительно содержать следующие этапы: повышают давление хладагента (этап 357) и выполняют сжижение хладагента повышенного давления (этап 360). Этап 357 повышения давления хладагента может выполняться с использованием способа 300, например, согласно этапам 312, 315, 316, 320, 330 и 335.

Некоторые варианты осуществления содержат способ разработки подводного газового месторождения, содержащий способ 300 подводного сжижения природного газа и этап, на котором подают откаченную морскую воду в повышающий давление резервуар для повышения газодобычи (этап 340). Способ 300 может дополнительно содержать следующие этапы: разрабатывают и повышают добычу подводного газового месторождения (этап 370), а также удаленно контролируют количество подаваемой откаченной морской воды в повышающий давление резервуар (этап 375) и генерируют электричество, используя поток подаваемой откаченной морской воды в повышающий давление резервуар (этап 380).

В некоторых вариантах осуществления способ 300 может быть реализован путем последовательной реализации следующих основных технологических операций.

Во время исходной разработки газового месторождения выполняют следующие этапы: выполняют бурение эксплуатационных и предэксплуатационных скважин с площадки буровой платформы для открытия подводных залежей газа; оборудуют эксплуатационные и предэксплуатационные скважины до-

полнительным технологическим оборудованием, трубопроводами, вспомогательными устройствами и стопорными клапанами, а также средствами телеметрического контроля и телемеханического управления основными параметрами добычи и сжижения природного газа в подводных условиях, убедившись при этом, в то же время, в полной безопасности эксплуатации такого морского газового месторождения; и начинают доставку природного газа из подводного месторождения посредством эксплуатационной скважины.

Затем добываемый природный газ могут подвергать компрессии посредством выполнения следующих этапов: предварительно охлаждают добытый природный газ посредством закрытого теплообмена с окружающей морской водой; закачивают природный газ из эксплуатационной скважины и предварительно охлажденный газ с помощью морской воды в систему для его подводной компрессии и конденсации, выполненную в форме подводных трубчатых змеевиков, действующих в противофазе при опорожнении их внутреннего спиралевидного пространства от большей части морской воды (посредством принудительного раскачивания морской воды на первом этапе разработки месторождения и выпуска морской воды под действие гравитации с использованием давления скважины в газовую залежь после начала падения внутрислоевого давления на втором этапе разработки морского газового месторождения); и после всасывания природного газа заливают трубчатый змеевик посредством морской воды, подаваемой снизу, причем ее столб внутри такого змеевика экранируется посредством слоя несмешивающейся с водой углеводородной жидкости. При этом сжатый газ выдавливается из такого гидравлического компрессионного устройства.

Наконец, сжатый природный газ могут охлаждать и сжижать посредством следующих этапов: охлаждают природный газ, сжатый в змеевике, с помощью морской воды, а затем с помощью внешнего криогенного хладоносителя; конденсируют сжатый природный газ, охлажденный посредством криогенного хладоносителя до температуры сжижения; выполняют компрессию и конденсацию паров внешнего (применительно к сжиженному природному газу) хладоносителя, кипящего при передаче его холода конденсирующемуся метану в подводной системе сжижения такой криогенной жидкости. Система работает по аналогичной схеме, включая пару действующих в противофазе подводных змеевиков и теплообменных устройств, использующих в качестве охлаждающей среды морскую воду; и возвращает регенерированную криогенную жидкость в цикл сжижения метана.

Сжиженный природный газ может скапливаться в подводном хранилище и впоследствии транспортироваться и доставляться к потребителям на берег посредством подводного трубопровода или морского транспорта в специальных судах.

Предпочтительно компрессия посредством морской воды 80 превосходит компрессию в токовых поршнях или в другом механическом компрессионном модуле в следующих аспектах. Во-первых, тепловая энергия компрессии рассеивается в морской воде и в море, и не разрушает движущиеся части (например, подшипники, изоляционные кольца и т.п.). Во-вторых, введение газа посредством откачки морской воды 80 является более эффективным, чем использование обратного хода поршневой системы, в частности, при высоких рабочих скоростях. Также, компрессия с помощью жидкости более масштабируема, чем с помощью поршневой системы, в которой могут возникать трудности, обусловленные растущей инертности поршневой головки. Наконец, благодаря сокращению количества механических частей, подводной работе и пожароустойчивости морской воды 80, раскрытые системы и способы являются значительно более безопасными, чем токовые системы.

Пример.

Далее приведен неограничивающий пример реализации системы 100 и модулей 110 и 115. Детали реализации могут подбираться в зависимости от конкретных местоположений и требований.

После открывания подводного газового месторождения с морской буровой платформы 20 (или специального морского судна) и организации эксплуатационной скважины 22 и нагнетательных скважин 23, природный газ, поднимающийся на поверхность морского дна посредством эксплуатационной скважины 22, охлаждается в подводном теплообменнике 104 до температуры 5-7°C, близкой к температуре ближайшего к морскому дну слоя воды (2-4°C). После этого он всасывается в один из работающих в противофазе трубчатых змеевиков 111. Природный газ 90 может претерпевать сжатие при любой конфигурации сосудов 111, и сосуды 111 могут иметь различные формы. Следующий неограничивающий пример относится к спиралевидным сосудам 111, работающим попарно: один сосуд сжимает газ (например, сосуд 111 на фиг. 7 проиллюстрирован в конечной фазе компрессии), а другой сосуд всасывает газ (например, сосуд 111В на фиг. 7 проиллюстрирован в конечной фазе всасывания). Сосуды 111 изображены неограничивающим образом как имеющие спиралевидную форму и называются далее змеевиками.

В некоторых вариантах осуществления не смешивающаяся с водой жидкость 70 может содержать различные не смешивающиеся с водой алифатические или ароматические органические соединения, имеющие низкую температуру замерзания и плотность меньше, чем плотность морской воды 80, например гексан или толуол. Не смешивающаяся с водой жидкость 70 может содержать гексан (плотность 0,66 г/см³, точка замерзания -95,3°C) или его изомеры (2-метилпентан, точка замерзания -153,7°C; 3-метилпентан, точка замерзания -118°C; 2,3-диметилбутан, точка замерзания -128,5°C), гептан (плотность 0,69 г/см³, точка замерзания -90,6°C), а также его многочисленные производные и другие вещества.

представители гомологического ряда алканов органических алифатических соединений.

На первом этапе разработки газового месторождения, когда давление газа в скважине является высоким, столб морской воды 80, заливаемый в трубчатые змеевики 111 в начале фазы всасывания природного газа (111В) после компрессии в них предыдущей порции метана, откачивается обратно в море (в виде морской воды 80А) посредством насоса 107, опорожня трубчатый змеевик 111 от большей части его содержимого. Однако змеевик 111 не выкачивается полностью, в нем остается небольшой слой 80 морской воды, экранируемый жидким углеводородным слоем 70.

В процессе работы газового месторождения внутри пластовое давление газа в нем постепенно уменьшается, и, соответственно, газоизвлечение начинает падать. На этом втором этапе разработки морского газового месторождения внутрипластовое давление может поддерживаться на необходимом уровне для обеспечения непрерывного и стабильного газоизвлечения посредством прямого выпуска морской воды в подводное газовое месторождение (в виде морской воды 80В) с использованием подводной гидравлической турбины 109, установленной в головке нагнетательной скважины 23, вместо откачки откаченной морской воды из змеевиков 111 посредством насоса 107. У входного отверстия закачивающего устройства может быть размещена фильтровальная муфта 130, предназначенная для предотвращения загрязнения лопастей гидравлической турбины 109. Электрическая энергия, генерируемая посредством турбогенератора 131, может использоваться в качестве дополнительного источника энергии и компенсировать некоторую часть эксплуатационной энергии. Предпочтительно такая генерация энергии восполняет некоторое количество энергии и делает проиллюстрированный процесс более рентабельным. Газовое месторождение может заводняться в контролируемом режиме, и поэтому объем морской воды, подаваемый из змеевиков 111 на гидравлическую турбину 109, может быть зафиксирован посекундно с использованием соответствующего телеметрического измерительного оборудования модуля 140 контроля, расположенного, например, на платформе 20. Скорости выпуска и всасывания морской воды могут контролироваться посредством дистанционно контролируемого стопорного клапана 129, который может аналогичным образом контролироваться посредством модуля 140 контроля.

В результате плавной откачки морской воды 80 уровень морской воды в змеевиках 111 уменьшается постепенно, и полое спиралевидное пространство над жидким углеводородным слоем 70 заполняется следующей порцией добытого природного газа, предварительно охлажденного посредством морской воды в теплообменнике 104 до 5-7°C. Для компрессии следующей порции природного газа используется гидростатическое давление вышележащего столба морской воды. Для этого немного открывается удаленно контролируемый регулируемый запорный клапан 132, установленный у основания змеевика 111. В результате морская вода начинает входить снизу в змеевик 111 (заполненный газом 90, закачанным во время откачки морской воды на предыдущем этапе). Морская вода 80 входит в сосуд 111 в виде спиралевидно закрученного потока, постепенно повышает давление и сжимает природный газ в свободном от морской воды пространстве. Конечное давление газообразного вещества (90А) в этом гидравлическом компрессоре определяется разницей между геодезическими отметками верха углеводородного экранирующего слоя 70, покрывающего морскую воду 80 в подводном змеевике 111, и уровнем моря. Таким образом, с увеличением глубины подводной добычи максимальное возможное давление компрессии газа в змеевике 111 также непрерывно растет. Например, если уровня моря превышает геодезическую отметку поверхности углеводородного слоя 70 столба морской воды в змеевике 111 на 1000 м, то давление газовой среды, сжатой в сосуде 111, уравнивает эту глубину и, таким образом, равно $1,03 \times 1000 = 1030$ м столба пресной воды (плотность холодной морской воды зависит от ее температуры и солености, но в среднем равна $1,03 \text{ г/см}^3$) или $1030 \times 9806,65 = 10100849$ Па, т.е. 10,1 МПа. Следует отметить, что для конденсации метана не обязательно сжимать его до такого высокого давления (критическое давление метана значительно ниже - 4,64 МПа). Основное условие его перехода в жидкое состояние - это необходимость его охлаждения до температуры ниже критической (-82,5°C).

После компрессии сжатый газ может конденсироваться с использованием внешнего криогенного хладоносителя 50, имеющего точку кипения ниже -82,5°C. Например, в качестве такой кипящей при низкой температуре жидкости может использоваться этилен C_2H_4 . Термодинамические свойства криогенной жидкости 50 выбираются таким образом, чтобы ее нормальная точка кипения при атмосферном давлении составляла -103,7°C, т.е. на 21,2°C ниже температуры конденсации метана (как основного компонента природного газа 90), сжатого до его критического давления. В то же время, критическая температура сжижения этилена положительна и составляет 9,3°C, т.е. на 5-6°C выше температуры морской воды на большей части мирового океана, начиная от глубин 100 м и ниже. Как правило, жидкий хладагент 51 может быть выбран таким образом, чтобы иметь точку кипения при атмосферном давлении ниже, чем температура конденсации сжатого природного газа 90А, а критическая температура конденсации хладагента 50А повышенного давления должна быть более высокой, чем температура окружающей морской воды. Поэтому, в качестве хладагента 50 может использоваться этилен, обеспечивающий сжижение метана, а также последовательную конденсацию при температурах морской воды. Такая система использует для охлаждения бесплатный потенциал морской воды мирового океана, имеющего круглогодичную температуру глубоководной части моря порядка 2-4°C. Таким образом, этилен 50, сжатый до давления

выше критического (5,11 МПа), может быть преобразован в подводных условиях из газообразного в жидкое состояние исключительно за счет теплообмена с окружающей морской водой. Поэтому жидкий этилен используется в данном случае в качестве неограничивающего примера кипящей при низкой температуре криогенной жидкости 50, используемой для сжижения метана.

Перед охлаждением с помощью хладагента 50 природный газ 90 может попеременно сжиматься в змеевиках 111 до давления по меньшей мере 4,64 МПа, предварительно подвергаясь охлаждению в холодильной установке 134, омываемой холодной морской водой (температура 2-4°C) посредством винта 135. Давление компрессии природного газа может быть задано заранее в соответствии с регулировочным положением запорных клапанов 133 на определенной пороговой величине. Сжатый метан 90А, охлаждаемый таким образом до температуры 5-6°C, подается на первую ступень искусственного охлаждения, реализуемую в рекуперационном теплообменнике 116, в котором последние остатки искусственного холода, удаляемые посредством кипящего этилена 50 из системы конденсации природного газа, передаются последнему. Конденсация метана при температуре ниже -82,5°C происходит в хладообменнике 117, в который подается жидкий этилен 51 (кипящий при нормальных условиях при температуре -103,7°C), после прохождения дросселирования в регулируемом клапане 118.

Готовый продукт, сжиженный природный газ 91, может направляться на хранилище 92 в подводном накопителе, откуда он может переправляться к потребителям посредством специального морского транспорта или доставляться в жидком состоянии на берег посредством подводного трубопровода.

Этилен, который переходит из жидкого (51) в газообразное (50) состояние при температуре 103,7°C, подается из хладообменника 117 для передачи последних остатков его искусственного холода свежему потоку сжатого природного газа 90А. После этого пары этилена подаются в систему сжижения криогенного вещества для компрессии (в модуль 110В) и конденсации (в модуль 115В). Для этой цели газообразный этилен 50, покидающий рекуперационный теплообменник 116, всасывается в один из трубчатых змеевиков 111 в повышающем давлении модуле 110В, работающих, как и змеевики 111 в повышающем давлении модуле 110А, в противофазе относительно друг друга.

Всасывание в сосудах 111 происходит благодаря выпуску в процессе опорожнения большей части морской воды 80, откачиваемой обратно в море посредством насоса 107 (на первом этапе разработка морского газового месторождения), или прямого выпуска морской воды (попеременно из каждого змеевика 111) в газовую залежь через гидравлическую турбину 109 с одновременным производством электроэнергии посредством турбогенератора 131 (на второй ступени разработки морского газового месторождения). Аналогично структуре содержимого змеевиков 111 в модуле 110А, спиралевидный столб морской воды 80 в змеевиках 111 изолирован от природного газа посредством слоя жидкого гексана 70В, предотвращающего проникновение водяного пара в подвергаемую компрессии среду. Несмешивающиеся с водой жидкости 70А и 70В в модулях 110А, 110В могут быть аналогичными или отличными друг от друга. Например, жидкость 70В может быть смесью углеводородов, более приспособленной к отделению этилена от морской воды, в то время как жидкость 70А может быть смесью углеводородов, более приспособленной к отделению природного газа от морской воды. После всасывания газообразного этилена в спиралевидные пространства одного из змеевиков 111 (в модуле 110В), последующая компрессия газа выполняется в нем так же, как и в змеевиках 111 (в модуле 110А) - посредством попеременного открывания вентилей 122, снабженных приводами с дистанционным управлением. В результате, морская вода, окружающая такую систему, начинает пополнять невыпущенный двуслойный столб жидкой среды. В результате (благодаря постоянному росту уровня содержимого каждого змеевика 111), давление пара этилена над поверхностью слоя 70В гексана начинает постепенно расти и достигает уровня, необходимого для его сжижения при положительных температурах окружающей среды, - по меньшей мере 5,11 МПа. После приведения в действие (например, в результате превышения установленной пороговой величины давления компрессии) одного из запорных клапанов 123, сжатый этилен 50А покидает систему компрессии и подается для предварительного охлаждения в холодильную установку 124, омываемую холодной морской водой посредством винта 125.

Сжатый этилен 50А, предварительно охлаждаемый таким образом, затем подается на глубоководный конденсатор 126, установленный на более низком уровне, чем холодильная установка 124, поскольку температура морской воды неизменно уменьшается с увеличением морской глубины. Поскольку морская вода прокачивается посредством винта 127 через конденсатор 216, имеющий более низкую температуру (2-4°C), чем температура конденсации этилена (9,3°C), сжатого до давления, превышающего критическое, пары этого органического вещества переходят из газообразного в жидкое состояние.

Полученная криогенная жидкость 51 в повторно конденсированной форме затем подается снова для дросселирования в контролируемый клапан 118, и после падения в нем давления до атмосферного, используется снова в качестве хладоносителя, кипящего при температуре 103,7°C, для сжижения метана в хладообменнике 117. Таким образом, цикл поддержания процесса сжижения метана посредством криогенной жидкости является практически полностью замкнутыми, и при надлежащем уровне добычи он в такой замкнутой петле циркуляции практически не потребляется.

Предпочтительно раскрытые способы и системы, по сравнению с известными способами разработки морских газовых месторождений, обеспечивают некоторое количество существенных технических и

экономических преимуществ. Во-первых, они позволяют подавать природный газ, добываемый на морском месторождении, напрямую потребителям в жидкой форме. Это преимущество обеспечивает возможность разработки большей части морских газовых месторождений, открытых на настоящий момент, расположенных на расстоянии в сотни и тысячи километров от берега. Следует отметить, что тот факт, что один кубический метр сжиженного природного газа в 625 раз тяжелее, чем один кубический метр газообразного метана, является основной причиной низкой затратности транспортировки такого топлива на большие расстояния и отсутствия стимула для разработки морских газовых месторождений очень далеко от берега.

Что касается конкурентоспособности раскрытых способов и систем относительно известных способов сжижения метана, используемых при разработке газовых месторождений на суше, компрессия природного газа в спиралевидных пространствах трубчатых змеевиков является несравнимо менее циклическим процессом, чем использование поршневых компрессоров, поскольку геометрические объемы рабочих цилиндров таких устройств могут различаться в сотни и тысячи раз (принимая во внимание, что внутренний диаметр спиралевидного пространства измеряется в метрах, радиус завитков спирали в десятках метров, а общая высота спирали в сотнях метров). Таким образом, обеспечивается не только явное повышение в производительности процесса компрессии, но и достигается значительно более высокий уровень его совершенства мощности, поскольку интенсификация работы поршневых компрессоров связана с ростом генерации тепловой энергии, и, таким образом, снижение доли электрической мощности преобразуется в повышение давления сжатого газа. Таким образом, раскрытые способы и системы являются значительно более масштабируемыми, чем основанные на поршнях системы, и их преимущества растут с увеличением размера системы.

Одновременная генерация электрической мощности при опорожнении основной части спиралевидного рабочего пространства змеевиков на второй ступени разработки морского газового месторождения (когда морскую воду, полученную путем опорожнения гидравлической системы при компрессии метана и этилена, выпускают через гидротурбины турбогенератора в газовую залежь для поддержания внутрипластового давления в ней на необходимом уровне) повышает прибыльность добычи природного газа на морском дне с использованием способа согласно изобретению.

Дополнительное преимущество изобретения заключается в том, что с увеличением глубины моря эффективность затрат для подводного сжижения метана, используемого в работе таких газовых месторождений, только повышается, что может быть обусловлено ростом гидростатического давления морской воды и постоянным снижением ее температуры с приближением к морскому дну.

Эти преимущества также подразумевают, что воздействие раскрытого в данном документе изобретения на окружающую среду намного меньше, чем при использовании токовых технологий. Не только сама энергоэффективность процесса является более высокой, но и более умеренными являются требования к количеству энергии и пространству для транспортировки и сжижению газа на земле.

Варианты осуществления настоящего изобретения обеспечивают комплексное использование исходного энергетического минерала, углубляют его обработку, сокращают энергопотребление при добыче искусственного жидкого топлива, сокращают инвестиции на возведение аппаратов для сжижения угля и ослабляют вредоносный эффект технологического процесса на окружающую среду путем его реализации в подземных условиях. В некоторых вариантах осуществления до гидрогенизации, обработка исходного раздробленного минерала (в частности, угля) начинается с предварительного отделения горючего минерала от пустой породы, сочетающегося с его вертикальной транспортировкой на плаву минерала с площадки рудника до места его дальнейшей обработки в вертикальном столбе, заполненный водно-солевым раствором с плотностью, превышающей плотность угля. Основные ингредиенты для приготовления водно-солевого вещества представляют собой ионогенные неорганические соединения, которые не только обладают достаточно высокой растворимостью в воде (что позволяет полученным водным растворам достигнуть плотности, достаточной для транспортировки угля на плаву), но также являются высокоактивными катализаторами в последующем процессе гидрогенизации.

Фиг. 10А представляет собой схематическое изображение неограничивающего примера системы обработки горючего материала 500 согласно некоторым вариантам осуществления изобретения; фиг. 10В представляет собой схематическое изображение высокого уровня подсистем в системе обработки горючего материала 500 согласно некоторым вариантам осуществления изобретения; фиг. 11А представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую основные этапы способа 600 отделения и гидрогенизации горючего материала согласно некоторым вариантам осуществления изобретения; и фиг. 11В представляет собой блок-схему высокого уровня, иллюстрирующую последующие этапы способа 600 отделения и гидрогенизации горючего материала согласно некоторым вариантам осуществления изобретения.

Способ 600 может содержать этап, на котором приготавливают водно-солевое вещество 480, имеющее заданную плотность (этап 602) и с использованием каталитических солей (этап 604). Приготовление водно-солевого вещества 480, предназначенного для транспортировки на плаву, выполняют путем перемалывания и ступенчатого обогащения исходного минерала посредством растворения в воде одной или нескольких минеральных солей, обеспечивающих катализацию в процессе гидрогенизации.

Приготовление позволяет получить раствор 480 с плотностью, которая является промежуточной между плотностью горючего минерала 490 и загрязняющих минеральных примесей, т.е. пустой породы 489.

Способ 600 может дополнительно содержать этап, на котором приготавливают и подают сырье 490 (этап 606), например, посредством предварительного сухого приготовления по размеру недавно добытого исходного сырья для подачи его в столб тяжелого водно-солевого вещества для отделения, в ходе процесса обогащения и транспортировки, продукта, очищенного относительно его горючего компонента. Сырой горючий материал 490 таким образом превращается в подготовленный горючий материал 490А.

Способ 200 может дополнительно содержать этап, на котором гравитационно отделяют горючий материал от пустой породы 489 в водно-соляном растворе 480, плотность которого выбрана промежуточной между плотностью горючего материала 490А и плотностью пустой породы (этап 610). Этот этап могут выполнять в подсистеме 610А транспортировки на плаву, содержащей вертикальный контейнер 505 транспортировки на плаву, как описано ниже. Способ 600 может содержать этап, на котором отделяют горючий материал посредством транспортировки на плаву и затопления пустой породы (этап 612) путем подачи, например, угля, с его одновременным освобождением от значительной части пустой породы, от площадки добычи до площадки обработки посредством вертикальной транспортировки на плаву в водно-солевом веществе с плотностью, превышающей плотность угольного вещества.

Пустая порода 489 может быть затоплена в водно-солевом веществе 480, а затем выдавливаясь из жидкой фазы, ополаскиваться водой и грунтом, с одновременным улавливанием метана, выпущенного в газообразную фазу в процессе уменьшения размера. После этого пустая порода может быть размещена в выработанном пространстве. Способ 600 может дополнительно содержать этап, на котором отделяют углеводородный газ и восстанавливают раствор от пустой породы (этап 620). Этот этап может выполняться в затопленной подсистеме 620А обработки отходов и может содержать следующие этапы: удаляют затопленную пустую породу 489 из водно-солевой среды, гидромеханическим образом выжимают и очищают пустую породу водой (вместе со всеми другими твердыми отходами производства сжиженного угля) из жидкой фазы остатков и дополнительно перемалывают очищенный материал, с одновременным улавливанием выпущенного метана и рабочим размещением всех твердых отходов технологического процесса в выработанном пространстве. Таким образом, способ 600 может дополнительно содержать следующие этапы: удаляют и обрабатывают затопленную пустую породу (этап 622); отделяют водно-солевое вещество от пустой породы и повторно его используют (этап 624) и улавливают метан из обработанной пустой породы (этап 626).

В некоторых вариантах осуществления в способе 600 этап перемалывания (первый этап переработки) находящегося на плаву (и обогащаемого в то же время) исходного минерала выполняют при температуре окружающей среды в том же растворе (насыщенном ингредиентами, обеспечивающими катализацию процесса гидрогенизации), имеющем плотность, превышающую плотность горючего минерала, но ниже, чем плотность пустой породы. Последовательное уменьшение размера обрабатываемого материала может сопровождаться предварительным пространственным разделением минералов, составляющих исходный минерал. Легкая фракция, обогащенная ее горючей компонентой, перемещается на плаву из зоны мельющих тел, в то время как тяжелый материал, состоящий, главным образом, из отходов минералов, тонет в водно-солевом веществе, заполняющем барабанную мельницу. Во время перемалывания метан могут выпускать из размолотого материала в газообразную фазу, улавливать и направлять на каталитическую переработку с использованием водяного пара для получения водорода, используемого в процессе гидрогенизации (см. ниже).

Способ 600 может дополнительно содержать этап, на котором последовательно сокращают размер частиц отделенного горючего материала в растворе и удаляют остаточную пустую породу и газ из него (этап 630), например, в перемалывающей и сепарирующей подсистеме 630А. Первый (холодный) этап перемалывания транспортированных на плаву комьев угля могут выполнять с одновременной концентрацией размолотого материала, реализуемой при температуре окружающей среды в том же водно-солевом растворе 480, насыщенном до величины плотности, находящейся точно посередине между плотностями горючих и негорючих минеральных компонентов, с одновременным улавливанием метана, выпущенного в процессе перемалывания в газообразную фазу, и последующим отдельным выпуском легкой части (концентрата не переработанного продукта) и тяжелой части (конечных остатков) обогащенных продуктов процесса. В некоторых вариантах осуществления способ 600 дополнительно содержит любые из следующих этапов: перемалывают (на первом, холодном этапе) транспортированный на плаву горючий материал в соляном растворе (этап 632); улавливают газ и отделяют легкую и тяжелую фазы (этап 634); и удаляют дополнительную пустую породу (этап 636).

В некоторых вариантах осуществления до выполнения второго этапа перемалывания суспензию легкого продукта (концентрата не переработанного продукта) первого (холодного) этапа перемалывания и обогащения могут нагревать и дополнительно перемалывать при умеренном нагревании, вместе с его дополнительным отделением. Затем образованный технологический поток, содержащий твердые фазы, еще более полно обогащенные угольным веществом, нагревают до более высокой температуры, дополнительно перемалывают до очень мелкого состояния и, наконец, точно отделяют от остатков видимых минеральных примесей при горячем режиме в мощном центробежном поле. Способ 600 может дополни-

тельно содержать этап, на котором нагревают и перемалывают горючий материал с уменьшенным размером частиц для получения пасты из очищенного горючего материала (этап 640), например, в нагревающей и дополнительно перемалывающей подсистеме 640А.

Способ 600 может дополнительно содержать следующие этапы: нагревают суспензию легкого продукта первого этапа концентрации до умеренной температуры; и выполняют второй (теплый) этап перемалывания и обогащения концентрированного не переработанного продукта в нагреваемом водном растворе с одновременным (как и на первом этапе перемалывания) выпуском метана, выпущенного в процессе снижения размера перемолотого материала, и с последующим выпуском легкого продукта, подаваемого после этого для выполнения последнего этапа приготовления материала по его размеру и составу до его сжижения, и тяжелого продукта, возвращаемого, соответственно, на первый (холодный) этап процесса для дополнительного перемалывания. Способ 600 может дополнительно содержать этап, на котором выполняют конечное нагревание обогащенного продукта теплого этапа обработки угля до более высокой температуры, которая будет несколько ниже, чем точка кипения водно-солевого раствора. В некоторых вариантах осуществления способ 600 дополнительно содержит любые из следующих этапов: нагревают отделенный горючий материал (этап 641); перемалывают (вторую, умеренно нагретую фазу) нагретый горючий материал (этап 642); отделяют легкую и тяжелую фазы и повторно обрабатывают крупногабаритный материал (этап 643) и нагревают отделенный горючий материал до более высоких температур (ниже температуры кипения) (этап 644).

Способ 600 может дополнительно содержать следующие этапы: дополнительно нагревают, сокращают вязкость, перемалывают и отделяют центробежным образом в перемалывающей подсистеме 640В с нагревом. Способ 600 может содержать третий (горячий) этап перемалывания с последующим конечным точным обогащением очень мелкого угля в сильном центробежном поле в том же водно-солевом веществе, но в режиме горячего отделения, содержащий следующие этапы: перемалывают (третью, более горячую фазу) нагретого горючего материала (этап 645) и отделяют легкую и тяжелую фазы и повторно обрабатывают крупногабаритный материал (этап 646).

Способ 600 может дополнительно содержать этап, на котором смешивают полученный горячий сверхчистый угольный концентрат с горячим пастообразующим компонентом (при этом вода из водно-солевого раствора, пропитывающая угольный концентрат, начинает кипеть). Затем полученную пасту могут разбавлять до текучей консистенции, твердую фазу образованной угольно-нефтяной смеси превращать в порошок до размера коллоидных частиц и подавать посредством вертикального вращающегося полого вала (заканчивающегося Т-образной реактивной турбиной - Сегнеровым колесом), которое может быть установлено в вертикальной скважине, для подземной гидрогенизации в слепой шахте, снабженной тангенциальным вводом водорода. Этот этап могут выполнять в глубоководной выжимающей и формирующей пасту подсистеме 640С, в которой гидромеханическое выжимание конечного сверхчистого угольного концентрата из водно-солевого вещества выполняют путем дополнительного смешивания с горячим пастообразующим веществом и одновременного удаления избыточной влажности из выжимаемого брикета посредством его кипячения, и дополнительно разбавляют полученную угольно-нефтяную смесь до желаемой консистенции посредством органического растворителя. В некоторых вариантах осуществления способ 600 дополнительно содержит следующие этапы: дополнительно нагревают отделенный горючий материал (этап 647); очищают нагретый горючий материал посредством вращения в центрифуге (этап 648) и псевдоожижают пасту (этап 650), например, путем разбавления пасты посредством органического растворителя (этап 651), в подсистеме 650А псевдоожижения пасты. Способ 600 может дополнительно содержать следующие этапы: дополнительно превращают в порошок твердую фазу угольно-нефтяной смеси, подготовленной для гидрогенизации до коллоидного размера, например, превращают в порошок до коллоидного размера в качестве приготовления для гидрогенизации (этап 653).

Способ 600 может дополнительно содержать следующие этапы: выполняют гидрогенизацию разбавленной пасты (этап 660), например, в подсистеме 660А гидрогенизации. В некоторых вариантах осуществления способ 600 содержит этап, на котором выполняют рекуперационное нагревание угольно-нефтяной смеси (посредством горячего искусственного нефтепродукта, поднимающегося в противоположном направлении) с его последующей подачей в процесс гидрогенизации посредством вращающегося вертикального полого вала, установленного в вертикальной скважине, врезанной в герметичную слепую шахту, в то же время подают тангенциально водород на нескольких высотах в более низкую часть слепой шахты; и выполняют горячую каталитическую гидрогенизацию угольного вещества твердой фазы угольно-нефтяной смеси посредством его взаимодействия с водородом при повышенном давлении при высокой температуре в присутствии катализатора, реализуемую в герметичной слепой шахте в подземных условиях. В некоторых вариантах осуществления способ 200 дополнительно содержит любые из следующих этапов: выполняют горячую каталитическую гидрогенизацию превращенной в порошок разбавленной пасты из горючего материала (этап 661); вводят водород при повышенном давлении и высокой температуре в присутствии катализатора, что реализуется в герметичной слепой шахте в подземных условиях (этап 662); вводят водород в различные области столба гидрогенизации (этап 663) и выполняют гидрогенизацию, например, посредством использования Сегнерова колеса (этап 665).

Способ 600 может дополнительно содержать этап, на котором выполняют конечную очистку и обработку остатков гидрогенизации (этап 670), например, в подсистеме 620В очистки и отделения остатков, извлечение остаточных углеводов и рабочих жидкостей и обработку пустой породы. Способ 600 может содержать этап, на котором вводят жидкий гидрогенизат для поднятия из слепой шахты, предназначенный для освобождения из него растворенных в нем газов посредством подачи искусственного нефтепродукта, выпускаемого на поверхность земли (через кольцеобразный проем между вращающимся полым валом и вертикальной скважиной, соединенной со слепой шахтой) в полый объем, с одновременным рекуперационным теплообменом между технологическими противоположными потоками между этими высотами. Гидрогенизат, поднимающийся из слепой шахты через кольцеобразный проем между вращающимся валом и головкой вертикальной скважины, могут выпускать из растворенных углеводородных газов и разделять на искусственный нефтепродукт и не псевдооживленный твердый остаток. Последний могут омывать посредством органического растворителя, высушивать и смешивать с обезвоженным тяжелым продуктом первого перемалывающего этапа. Смеси инертных минералов, свободные от органических примесей, могут споласкивать водой и удалять из цикла добычи. Промысловая вода, остающаяся после омытия этих мелкодисперсных отходов, а также вода, остающаяся после омытия крупных комьев пустой породы (затопленных при транспортировке угля на плаву в водно-солевом веществе), испаряется до своей исходной плотности. Регенерированный водно-солевой раствор могут возвращать к началу процесса. В некоторых вариантах осуществления способ 600 дополнительно содержит любые из следующих этапов: обеспечивают поднятие из слепой шахты продукта гидрогенизации (этап 666); нагревают участвующий в реакции материал посредством теплообмена с продуктом гидрогенизации (этап 667) и обеспечивают повторную циркуляцию неконденсированных остатков непрореагировавшего водорода обратно в систему гидрогенизации (этап 668).

Способ 600 может дополнительно содержать следующие этапы: отделяют парогазовые смеси от углеводородной жидкой фазы в головке вертикальной скважины с последующей конденсацией легкого гидрогенизата и повторной циркуляцией неконденсированных остатков непрореагировавшего водорода назад в систему гидрогенизации; освобождают жидкий гидрогенизат от оставшихся не псевдооживленных твердых инертных примесей и подают его для дальнейшей обработки на нефтеперерабатывающий завод; очищают твердый остаток, извлеченный из тяжелого гидрогенизата, от пропитывающей углеводородной жидкой фазы посредством органического растворителя и его дополнительной просушки и удаления из процесса; смешивают сухой твердый остаток гидрогенизации с обезвоженным тяжелым продуктом первого этапа перемалывания исходного минерала; очищают конечную влажную механическую смесь инертных негорючих минералов от остатков катализатора посредством пресной воды и после этого выжимают влажные отходы из избыточной жидкой фазы; испаряют промысловую воду, остающуюся после промывания смеси от продуктов твердых отходов до тех пор, пока испаряемый раствор не достигает исходной плотности (промежуточной между плотностью горючего минерала и минеральных примесей), и возвращают регенерированную водно-минеральную среду к началу процесса. В некоторых вариантах осуществления способ 600 дополнительно содержит любые из следующих этапов: разделяют продукт гидрогенизации на различные фазы (этап 672); удаляют остаток из продукта (этап 674); и выполняют дальнейшую обработку и переработку продукта (этап 675).

В некоторых вариантах осуществления продукты тяжелых отходов второго и третьего этапа обогащения посредством гравитации могут выдавливать из избыточной жидкой фазы и возвращать на влажное перемалывание в цикле первого (холодного) этапа концентрации. Что касается минеральных солей, обеспечивающих катализацию процесса гидрогенизации, то используются только водорастворимые химические соединения, обладающие высокой каталитической активностью, которые являются хорошо растворимыми в воде, позволяют приготовить растворы на их основании, имеющие плотность, достаточную для транспортировки на плаву горючих компонентов исходного горной породы, а не просто ионные неорганические вещества, облегчающие взаимодействие углесодержащей компоненты горючего минерала с водородом. Эти водорастворимые соединения могут быть выбраны для катализации процесса гидрогенизации, а также для формирования водных растворов с плотностью, промежуточной между плотностью горючего минерала и пустой породы, например, определенные минеральные соли с достаточно высокой растворимостью в воде, например, хлориды или бромиды цинка или олова, парамолибдаты и тетрамолибдаты аммония или сульфаты железа, или их другие смеси. Растворимость в воде гидрогенизирующих катализаторов этого типа вполне достаточна для приготовления водных растворов с плотностью, необходимой для транспортировки на плаву только горючих компонентов исходной горной породы. Например, 60%-раствор сульфата трехвалентного железа $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ при температуре $17,5^\circ\text{C}$ имеет плотность $1,798 \text{ г/см}^3$, в то время как плотность угля не превышает, как правило, величины $1,319\text{--}1,546 \text{ г/см}^3$. Другими словами, нет необходимости использовать высоко насыщенные растворы с минеральным компонентом для обеспечения транспортировки угля на плаву. Может также быть применима более разбавленная водно-солевая среда, например 40%-раствор того же сульфата трехвалентного железа в воде (его плотность при $17,5^\circ\text{C}$ равна $1,449 \text{ г/см}^3$). Приготовление таких растворов на основе водорастворимых молибденсодержащих солей, например парамолибдат или тетрамолибдат аммония, и введение других микродобавок в конечную смесь позволяет водно-солевому веществу не только достигнуть плотно-

сти, необходимой для транспортировки угля на плаву, но также повысить каталитическую активность образованных соединений. В некоторых вариантах осуществления плотность всех основных образующих породу минералов (аргиллита, алеврита, известняка, кварцита, песчаника, ангидрита, гранодиорита, полевого шпата, монтмориллонита и другой алюмосиликатов) значительно высока (около $2,376-2,887 \text{ г/см}^3$), что предопределяет отсутствие какой-либо возможности их транспортировки на плаву вместе с углем в такой относительно легкой (для них) жидкости.

Пастообразующее вещество может содержать различные соединения, например, могут использоваться продукты нефтепереработки, побочные продукты коксования или тонкого органического синтеза, содержащие термически нестабильные органические вещества (главным образом, ароматического ряда), которые могут служить в качестве доноров атомного водорода при их нагревании, например, смесь тетралина с антраценовым маслом, разбавленная впоследствии изопропиловым спиртом. Однако не только компоненты пастообразующего вещества могут обеспечивать снабжение атомным водородом в способе согласно изобретению, но также и минеральные соли, на основе которых приготавливаются (или вводятся в качестве примесных ингредиентов) водно-солевые растворы для транспортировки угля на плаву. Например, если в качестве тяжелой жидкости используется раствор такой минеральной соли, как формиат калия, хорошо растворимой в воде (при приближении к состоянию насыщения его плотность достигает $1,570 \text{ г/см}^3$ и более), это неорганическое вещество, поступающее на этап гидрогенизации вместе с конечным сверхчистым угольным концентратом, термически разлагается при нагревании выше 360°C на оксалат калия и водород. Последний, в момент его появления, существует в атомной форме и является очень сильным восстановителем, существенно способствующим связыванию атомов водорода с атомами углерода: $2\text{HCOOK}=(\text{COOK})_2+2\text{H}^+$. Таким образом, некоторые варианты осуществления используют уникальные комбинации свойств, присущие формиату калия, а именно то, что плотность раствора HCOOK в воде больше, чем плотность угля, в то время как после нагревания эта соль разлагается с формированием атомного водорода, что приводит к резкому ускорению процесса гидрогенизации.

Кроме того, в отличие от известных решений в области добычи искусственного жидкого топлива с использованием сухих способов транспортировки исходного минерала из забоя шахты к площадке сжижения и традиционных процессов перемалывания, доставка недавно добытого угля к площадке его обработки посредством вертикальной транспортировки на плаву с дальнейшим дополнительным влажным перемалыванием в той же водно-минеральной среде, плотность которой является промежуточной между плотностью горючего минерала и его негорючих компонентов, не только позволяет сочетать процесс подачи (по кратчайшему маршруту) с площадки рудника к площадке приготовления к гидрогенизации (одновременно освобождая его от большей части пустой породы), но также полностью изолирует угольное вещество от контакта с кислородом воздуха.

В результате, отсутствие доступа кислорода к поверхности угля приводит к предотвращению его эндогенного (незаметного) окисления, негативно влияющего на полноту и скорость сжижения горючего минерала (не говоря о перерасходе водорода). В то же время, поэтапное перемалывание угля, предварительно обогащаемого в процессе транспортировки на плаву в том же водно-солевом растворе, предшествующее этапу гидрогенизации, приводит к автоматическому соскальзыванию фрагментов горючего минерала (когда их высвобождают от срастания с пустой породой) в результате ударов мелющих тел и, таким образом, к снижению шаровой загрузки мельниц. Сочетание возможности получения искусственного жидкого топлива в подземных условиях с самопроизвольной рекуперацией бесплатной тепловой энергии недр Земли для первичного нагрева компонентов гидрогенизирующего взаимодействия (за счет повышенных температур, характерных для вмещающих пород на большой глубине) и с возможностью отказаться от высоконапорных насосов (которые являются основными потребителями электрической мощности при сжижении угля в условиях земной поверхности) для введения исходной угольно-нефтяной пасты в процесс гидрогенизации, изобретение обеспечивает более высокий уровень энергоэффективности переработки добываемого твердого топлива в искусственный нефтепродукт по сравнению с известными наземными технологиями получения синтетического жидкого топлива из различных горючих минералов.

Предпочтительно общее снижение объема технологического потока, подаваемого на этапе гидрогенизации, который должен быть нагрет до температуры реакции, и сокращение потребления мощности, связанной с дополнительным отделением жидких продуктов от твердых инертных примесей, удаляемых из процесса сжижения посредством искусственного нефтепродукта, может обеспечить как дополнительное значительное сокращение потребления энергии для производства искусственного жидкого топлива согласно изобретению, так и радикальное ослабление вредоносного влияния раскрытого технологического процесса на природную окружающую среду. Кроме того, улавливание метана и других горючих газов может сопровождать все процессы понижения размера и обеспечить комплексное использование ценных энергоресурсов, содержащихся в исходном минерале. Таким образом, все признаки настоящего изобретения могут быть взаимосвязаны, а их комбинации может обеспечивать достижение упомянутых выше преимуществ.

Пример.

В качестве неограничивающего примера следующая подробная схема системы иллюстрирует реализацию вариантов осуществления описанного выше изобретения. В этом неограничивающем примере в качестве горючего материала может обрабатываться уголь. Все упомянутые ниже величины приведены в качестве неограничивающих примеров и могут быть модифицированы и адаптированы в соответствии с различными типами горючего материала, различными конфигурациями обрабатывающих модулей и веществ.

Подсистема 610А транспортировки на плаву может быть выполнена с возможностью гравитационного отделения горючего материала от пустой породы в водно-соляном растворе, выбранном так, что он имеет плотность, промежуточную между плотностью горючего материала и плотностью пустой породы.

Добытые недавно крупные комья угля или другого горючего материала 490 из забоя шахты подвергаются предварительному просеиванию по размеру на решетке 501. Комья исходного минерала, прошедшие через решетку, подаются на дальнейшую обработку, в то время как крупногабаритный материал проходит дробление в дробилке 502, а затем добавляется к мелкогабаритному, прошедшему просеивание продукту. Как решетку 501, так и дробилку 502 заключены в герметичные корпуса в области разрежения, созданной в системе улавливания метана (не изображен). Сырой горючий материал 490 таким образом превращается в подготовленный горючий материал 490А.

Горючий материал 490А, подготовленный таким образом по размеру (размер наибольших крупных комьев раздробленной горной породы не превышает половины диаметра вертикального трубопровода 505 для транспортировки угля на плаву), загружается в одно из ответвлений 503 запирающего механизма исходной подачи в систему гидростатического подъемника устройства сжижения угля.

Затем в загруженном материале повышают давление в камере посредством поворота задвижки 504 в правое положение с прижимом к вертикальному столбу 505, и заполнения (например, посредством открывания боковых вентилях в верхней и нижней частях столба 505) водным раствором 480 минеральной соли, который может использоваться для транспортировки на плаву горючего материала 490А и затопления пустой породы 489, и может также действовать в качестве катализатора для последующего процесса гидрогенизации. Воздух, выдавливаемый из этого герметичного объема, выпускается через воздушные клапаны (не изображены).

Примеры водно-соляного раствора могут включать в себя 40%-раствор хлорида цинка в воде с плотностью 1,423 г/см³ (при 25°C) с примесью парамолибдата аммония, который используется в качестве водно-солевого вещества для реализации технологического процесса. Однако в качестве такого неорганического соединения, обладающего набором свойств, необходимых для реализации процесса изобретения, могут использоваться другие минеральные соли и их различные смеси, например нановодный сульфат трехвалентного железа Fe₂(SO₄)₃·9H₂O, парамолибдат аммония (NH₄)₆Mo₇O₂₄·4H₂O, тетрамолибдат аммония (NH₄)₂·4MoO₃·2H₂O, железный купорос FeSO₄·7H₂O, бивалентный хлорид олова SnCl₂, смеси нановодного сульфата трехвалентного железа Fe₂(SO₄)₃·9H₂O с пента-водным хлоридом четырехвалентного олова SnCl₄·5H₂O (использованных в весовом соотношении 3:1), бромид цинка и т.д.

В некоторых вариантах осуществления водно-соляной раствор 480 может также содержать окисированные формы различных металлов разной валентности, например железа, никеля, кобальта, молибдена, олова, алюминия, оксида кремния, а также вольфрама, молибдена, натрия, калия, сульфиды никеля и железа с добавкой элементарной серы, и различные многокомпонентные соединения на их основе, а также сульфаты и галогениды определенных металлов или соли аммония изополимолибденовой и тиомолибденовой кислот и другие химические соединения, которые позволяют ускорить процесс гидрогенизации или доставлять атомный водород и, таким образом, могут использоваться в качестве катализаторов для описанного ниже сжижения горючих минералов.

Плотности водных растворов 480 минеральных солей, обеспечивающих катализацию процесса гидрогенизации угольного вещества, превышает плотность твердого топлива соответствующих видов, что предопределяет возможность транспортировки в нем горючего минерала на плаву. В то же время, пустая порода 489, которая тяжелее, чем уголь, тонет в среде 480, что обеспечивает возможность комбинирования вертикальной подачи угля до места его дальнейшей обработки с одновременным предварительным обогащением.

Затем, путем плавного поворота центральной задвижки 504 в правое положение, внутренний объем левого ответвления 503 объединяется с содержимым вертикального столба 505 в вертикальном столбе, содержащим водно-солевое вещество с плотностью, превышающей плотность угля. Это приводит к транспортировке на плаву следующей порции угля 490А из шахты на поверхность земли, в то время как пустая порода 489, которая тяжелее, чем раствор 480 хлорида цинка, тонет в жидкости 480 и оседает у ниппеля подающего устройства.

Горючий материал 490А, например уголь, поддерживается на плаву в водно-солевом растворе 480 и скапливается в форме свободного покрова в верхней (расширяющейся) части столба 505, откуда он подается на первую ступень перемалывания, реализуемую в той же водно-солевом веществе, залитым в шаровую мельницу 506, в то время как пустая порода, тонущая в жидкости 480, выпускается через запор-

ную систему в отстойник 507. Первые модули перемалывающей подсистемы 630А обеспечивают возможность последовательного уменьшения размера частиц отделенного горючего материала 490А в растворе 480 и удаления из него остаточной пустой породы и газа (см. ниже).

Пустая порода 489 перерабатывается в затопленной подсистеме 620А обработки отходов, например, осаждается в отстойнике 507 и выжимается из жидкости в фильтрующей центрифуге 508, а затем выпускается в ленточный вакуум-фильтр 509, где она выжимается (вместе с другой твердыми отходами процесса, см. ниже) из водно-солевой жидкой фазы, ополаскивается пресной водой в противотоковом режиме и подается для перемалывания в герметичную мельницу 510. В процессе обнажения нового пласта размолотого материала, метан, выпущенный в газообразную фазу, выкачивается из мельницы. Пустая порода 489, перемолотая и освобожденная от метана, размещается в выработанном пространстве. Это предотвращает развитие геомеханических процессов движения вышележащего пласта породы, наносящих непоправимое повреждение всем поверхностным объектам, расположенным на территории разрабатываемого подземного рудника, в результате обвала поверхности грунта. В то же время, водный раствор 480А хлорида цинка, очищенный от пустой породы, возвращается посредством поршневого насоса 510 в систему гидростатического угольного подъемника.

В перемалывающей подсистеме 630А дополнительно выполняется перемалывание горючего материала 490В. Горючий материал 490В представляет собой находящийся на плаву материал 490А, предварительно освобожденный от большей части пустой породы 489 в процессе его транспортировкой на плаву вверх (в качестве горючего материала 490А). Дальнейшее перемалывание осуществляется в шаровой мельнице 506 в том же водно-солевом веществе 480. В то время как уголь освобождается от его срастания с пустой породой посредством перемалывания, фрагменты угольного вещества не подвергаются дальнейшему разрушению и остаются на плаву на поверхности жидкой среды 480, в то время как все другие компоненты исходного сырья погружаются снова в зону воздействия мельничных шаров. В результате, при раздроблении находящегося на плаву горючего материала 490А посредством стальных шаров, непрерывно вращающихся в барабане мельницы 506, фрагменты чистого угля, обнажающиеся в процессе перемалывания, независимо от степени их дробления, всплывают на поверхность жидкости 480, таким образом автоматически предотвращается перерасход энергии для их дальнейшего чрезмерного дробления, что влечет за собой эффективность их последующего отделения и рост влажности обогащенных продуктов.

Дополнительный метан может выпускаться в газообразную фазу (как и другие газообразные углеводороды), которая является практически нерастворимой в воде. Газы проходят через слой водно-солевого раствора 480 (внутри мельницы 506), а затем попадают в систему для их улавливания, откуда они подаются на каталитическую переработку с использованием водяного пара с тем, чтобы получить водород, необходимый для гидрогенизации угля. Избыток этого энергоносителя реализуется внешним потребителям в виде газообразного топлива.

Выпускаемый из мельницы 506 материал подается в сборник 512, снабженный смесительным устройством, откуда он подается посредством насоса 513 в гидроциклон 514, в котором уголь более интенсивно (по сравнению с мельницей 506) отделяется от негорючих инертных примесей, которые являются значительно более тяжелыми минералами, образующими часть исходного горючего минерала. Легкий продукт (не переработанный угольный концентрат) первого цикла отделения, выходящий из верхнего аксиального ниппеля цилиндрической части гидроциклона 514, подается в нагреваемый паром контейнер 515 (нагретый паром 491А), снабженный смесительным устройством, являющимся частью нагревающей и дополнительно перемалывающей подсистемы 640А. В результате нагревания плотность жидкой фазы суспензии падает, например, от 1,423 (при 25°C) до 1,403 г/см³ (при 50°C). Пониженная плотность повышает разделительные свойства раствора 480, поскольку он может отделять пустую породу, плотность которой ближе к плотности горючего материала.

Для достижения более полного размыкания срастания, поток материала может подаваться на второй этап перемалывания. Этот процесс выполняется в умеренно теплом режиме в барабане шаровой мельницы 516, также соединенной ее торцом с коллектором метана, но, в отличие от мельницы 506, покрытой толстым слоем термоизоляции. Тяжелые отходы первого перемалывающего этапа, выходящие из головки конической части гидроциклона 514, гидромеханическим образом выжимаются из жидкофазного остатка на фильтрующей центрифуге 517 и подаются в смесительное устройство 518 для смешивания с твердым остатком, извлеченным в конечной части технологической системы сжижения угля из тяжело-го гидрогенизата. Более плотная часть смеси, отделенная посредством фильтрующей центрифуги 517, возвращается на первый цикл отделения для смешивания с поступающим из мельницы 506 продуктом для дальнейшего перемалывания. Выходящий из мельницы 516 поток (аналогично выходящему из мельницы 506) также подается из термически изолированного сборника 519, снабженного смесительным устройством, на отделение, реализуемое в гидроциклоне 521, покрытом термоизоляцией (чтобы избежать возвращения плотности жидкой фазы к ее исходной величине, при которой был реализован первый этап перемалывания и отделения).

Перемалывающая подсистема 640В с нагревом выполнена с возможностью нагревания и перемалывания горючего материала 490С с уменьшенным размером частиц для получения пасты 490Е из очищен-

ного горючего материала. Легкая фракция, выпускаемая из верхнего аксиального ниппеля цилиндрической части гидроциклона 521, подается в контейнер 522, снабженный смесительным устройством и нагреваемый с помощью пара 491 В, при этом технологический поток нагревается до 90-95°C, что приводит к дополнительному снижению плотности раствора хлорида цинка в воде от 1,403 до 1,354 г/см³ и падения его вязкости, соответственно, от 2,469 (25°C) и 1,454 (50°C) до 0,727 сантипуаз (следует отметить, что это значительно ниже вязкости пресной воды). Дальнейшее перемалывание этого не переработанного угольного концентрата осуществляется в вибромельнице (вибрационной перемалывающей мельнице) 523, также термически изолированной.

После этого конечное точное обогащение угля выполняется в сильном центробежном поле осадительной центрифуги 524, покрытой термоизоляцией. Высокая эффективность центробежного отделения в сильном центробежном поле осадительной центрифуги 524 обусловлена тем обстоятельством, что расслоение отделяемых минералов происходит в тяжелой среде с аномально низкой вязкостью. В отличие от отделения в гидроциклонах 514 и 521, расслоение исходной смеси минералов в быстрой осадительной центрифуге 524 выполняется в неподвижной жидкости, которая находится в покое относительно вращающегося сосуда, в котором она находится, который вращается вокруг горизонтальной оси, а не в турбулентном вращающемся потоке. Тяжелая, но невязкая жидкость, которая находится в покое относительно ротора центрифуги 524, вращается внутри центробежного сепаратора на той же скорости, что и барабан, вращающийся вокруг своей продольной горизонтальной оси с огромной угловой скоростью. В результате внутри ротора центрифуги возникает неподвижный рукав жидкости в форме тела вращения из кольцеобразного твердого вещества, и сверхчистый угольный концентрат всплывает на его внутреннюю цилиндрическую поверхность. Предпочтительно коэффициент разделения может достигать значений, которые значительно больше значений разделения, достигаемых в условиях расслоения минералов в гидроциклонах (и еще больше, чем для отделения в статических условиях), поскольку скорости вращения центробежных сепараторов достигают тысячи поворотов в минуту. Кроме того, в любом гидроциклоне жидкость двигается по закрученной траектории относительно ее неподвижной стенки. Это вызывает дополнительную потерю перепада турбулентного потока за счет большой площади контакта трущейся жидкости и твердых поверхностей, не говоря о значительной эрозии корпуса разделяющего устройства.

Угольный материал сверхвысокой чистоты, полностью свободный от видимых минеральных примесей и представляющий собой продукт третьего, точного этапа обогащения угля (в перемалывающей подсистеме 640В с нагревом), выделяется при отделении легкого материала посредством осадительной центрифуги 524. В то же время сбрасываемые брикеты (тяжелый материал), представляющие собой отходы центробежного обогащения и содержащие последние следы горючего вещества, возвращаются в начало обогащающей части процесса посредством подъемника 525 (снабженного охлаждающим кожухом и вентилятором для охлаждения до окружающей температуры транспортируемого материала) для смешивания с входным технологическим потоком, входящим в мельницу 506 первого, холодного перемалывающего цикла.

Глубоководная выжимаящая и формирующая пасту подсистема 640С выполняет конечное глубоководное выжимание сверхчистого продукта третьего этапа отделения посредством подачи более легкого материала осадительной центрифуги 524 в фильтрующую центрифугу 526. После этого полученная прозрачная среда горячей воды и минералов возвращается посредством насоса 528 из термически изолированного сборника 527 в контейнер 522. Влажные угольные брикеты 490D, пропитанные водным раствором хлорида цинка (480), подаются на винтообразное смесительное устройство 529, нагреваемое посредством закрытого пара 491С для смешивания с горячим (140-190°C) пастообразующим веществом 470, содержащим, например, тетралин (1,2,3,4-тетрагидронафталин - C₁₀H₁₂) с примесью антраценового масла (фракция угля-битумной смолы, кипящая в диапазоне 270-360°C), и микропримесь элементарной серы. Винтообразное смесительное устройство 529 с пастообразующим веществом 470, таким образом, превращает влажные брикеты горючего материала 490D в пасту 490Е из горючего материала. Однако происходит не только формирование пасты, но и из остаточной водянистой влаги (кипящей при высокой температуре, и, в результате, шнековый смеситель 529 работает под разрежением) дополнительно выпускается сверхчистый угольный концентрат 490D и конечные остатки водного раствора, содержащего минеральные соли, обеспечивающие катализацию процесса гидрогенизации с формированием микрокапель катализатора, превращаются в эмульсию. Водяные пары, образующиеся в процессе, откачиваются на конденсацию.

Подсистема 650А псевдооживления пасты выполнена с возможностью псевдооживления пасты 490Е. Консистенция однородной пастообразной массы 490Е, подготовленной в шнековом смесителе 529, корректируется в смесительном устройстве 530 посредством добавления разбавляющего вещества 460, например изопропилового спирта (изопропанола CH₃CHОНСН₃), или посредством смешивания с некоторыми другими органическими растворителями и подачи на диспергатор 531. В нем твердые фазы угольно-нефтяной смеси дополнительно перетираются в сильном центробежном поле до коллоидального размера, одновременно превращая катализатор в еще более тонкую эмульсию, для получения псевдооживленного горючего материала 490F. Сверхчистый угольный концентрат, тем самым, глубоко очищается

от минеральных примесей и перетирается в диспергаторе 531 до очень мелкого состояния в форме подвижной горячей нефте-угольной смеси 490F, выпускаемой в виде сплошной струи посредством направляющего ниппеля 532, погруженного в этот жижу в принимающем конусе 532 подсистемы 660А гидрогенизации.

Подсистема 660А гидрогенизации выполнена с возможностью гидрогенизации псевдоожигенной пасты 490F, например, в вертикальной трубе (534) заканчивающейся снизу Т-образным соединением (536) с противоположно направленными форсунками (537), образующими реактивную турбину - Сегнерово колесо. В некоторых вариантах осуществления подсистема 660А гидрогенизации содержит вертикальный вал 534, выполненный с возможностью приема псевдоожигенной пасты и поддержания ее нисходящего потока 490F; Сегнерово колесо 536, имеющее сообщение по текучей среде с вертикальным валом 534 и выполненное с возможностью приведения во вращение посредством протекающей псевдоожигенной пасты 490F (посредством выпуска псевдоожигенной пасты 490F через форсунки 537); камеру 538 гидрогенизации (также называемой далее слепой шахтой 538), окружающую нижний участок вертикального вала 534 и Сегнерово колесо 536. Камера 538 гидрогенизации дополнительно содержит нагревающий модуль 539, выполненный с возможностью нагрева псевдоожигенной пасты 490F и 490G (см. ниже), и источник 540 водорода, выполненный с возможностью введения водорода 450 в псевдоожигенную пасту 490F, выходящую из Сегнерова колеса 536, для гидрогенизации псевдоожигенной пасты. Подсистема 660А гидрогенизации дополнительно содержит вертикальный кожух 535, имеющий сообщение по текучей среде с камерой 538 гидрогенизации и выполненный с возможностью поддержания восходящего потока 490G гидрогенизированной псевдоожигенной пасты из камеры 538 гидрогенизации, обеспечивая при этом рекуперационный теплообмен между поднимающейся гидрогенизированной псевдоожигенной пастой 490G и нисходящим потоком псевдоожигенной пасты 490F.

Некоторые варианты осуществления изобретения содержат модуль 260А гидрогенизации, содержащий: вертикальный вал 534, выполненный с возможностью приема текучего горючего материала 490F и поддержания его нисходящего потока; Сегнерово колесо 536, имеющее сообщение по текучей среде с вертикальным валом 534 и выполненное с возможностью приведения во вращение посредством протекающего текучего горючего материала; камеру 538 гидрогенизации, окружающую нижний участок вертикального вала 534 и Сегнерово колесо 538. Камера 538 гидрогенизации содержит нагревающий модуль 539, выполненный с возможностью нагрева текучего горючего материала, и источник 540 водорода, выполненный с возможностью введения водорода в текучий горючий материал, выходящий из Сегнерова колеса 538, для получения гидрогенизированной горючей текучей среды. Подсистема 260А гидрогенизации дополнительно содержит вертикальный кожух 535, имеющий сообщение по текучей среде с камерой 538 гидрогенизации и выполненный с возможностью поддержания восходящего потока 490G гидрогенизированной горючей текучей среды из камеры 538 гидрогенизации, обеспечивая при этом рекуперационный теплообмен между поднимающейся гидрогенизированной горючей текучей средой 490G и нисходящим потоком текучего горючего материала 490F. Следует явно отметить, что модуль 260А гидрогенизации может быть частью системы 500 или может быть независимым модулем, принимающим текучий горючий материал из любого источника и подающим гидрогенизированную горючую текучую среду на любое устройство дальнейшей обработки. В некоторых вариантах осуществления вертикальный вал 534 и вертикальный кожух 538 имеют длину по меньшей мере один километр, и в подземной шахте для горючего материала находится Сегнерово колесо 538, используемой для генерирования текучего горючего материала. Более подробное описание модуля/подсистемы 660А гидрогенизации приведено ниже.

Конус 533 является верхней частью вращающейся вертикальной трубы 534, заканчивающейся снизу Т-образным соединением 536 с противоположно направленными форсунками 537, образующими реактивную турбину - Сегнерово колесо. Таким образом, скользкая угольно-нефтяная смесь 490F, подаваемая для гидрогенизации, является одновременно и рабочей средой для гидромеханического смесительного устройства. Однако некоторые варианты осуществления изобретения могут содержать другие подсистемы 650А гидрогенизации. Вращающаяся вертикальная труба 534, подающая этот поток для гидрогенизации, концентрическим образом вводится в вертикальную скважину 535, заканчивающуюся слепой шахтой 538 - вертикальный выемкой, защищенной с внутренней стороны от давления породы посредством герметичного бака.

Благодаря реакции струй высокого давления подвижной горячей угольно-нефтяной смеси, вытекающей из этих форсунок 537, обеспечивается вращение вокруг своей оси всего полого вертикального вала, окружающего столб угольно-нефтяной смеси 490F, около тысячи и более метров высотой. Если требуется вращение с еще более высокими угловыми скоростями, смесительное устройство в слепой шахте 538 может приводиться во вращение с использованием дополнительного электрического привода. При этом в слепой шахте 538 самопроизвольно генерируется гидростатическое давление, достигающее ста атмосфер и более. Его величина зависит от глубины подземного рудника и высоты головки скважины ниже поверхности земли. Поскольку современные угольные шахты уже достигают глубины 1200-1400 м (рекорд глубины составляет 2042 м), и средний уровень подземного рудника по всему миру постоянно понижается, даже на глубине 1100-1300 м давление вертикального столба нагруженного весом угля под-

вижной горячей жижи 490F достигает, естественным образом, величин порядка 10-12 МПа в основании слепой шахты 538 без внешнего потребления энергии. Такое относительно высокое давление вполне достаточно для высоко эффективного сжижения угольного вещества 490F с использованием нескольких высокоактивных катализаторов, приготовленных на основе водорастворимых неорганических соединений (включая молибденсодержащие соединения, происходящие, например, из раствора 480). Кроме того, температура окружающей пород на таких глубинах не подвержена дневным или сезонным колебаниям и является более высокой по сравнению с метеорологическими условиями в рабочей зоне сжижения угля в условиях земной поверхности, в частности, зимой. Хотя бесплатное использование тепла земной коры обеспечивает определенное уменьшение энергии потребления в описанном процессе, температуры около 45-55°C очевидно являются недостаточно высокими для термического разрушения сложных молекул в горячем материале 490F и, таким образом, для инициирования взаимодействия возбужденных атомов углерода с водородом.

Слепая шахта 538 может быть снабжена змеевиком 539 теплообменника с циркулирующим в нем высокотемпературным теплоносителем, поддерживающим температуру в зоне реакции гидрогенизации на уровне 390-420°C. Источник 450 водорода в зону гидрогенизации угля выполнен с использованием вертикальной системы барботажных устройств 540, установленных на периферии слепой шахты 538 таким образом, что струи газа 450 вводятся тангенциально со стороны внутренней боковой стенки полого цилиндра. При температуре 390-420°C и давлении 10-12 МПа в присутствии хлорида цинка с примесью парамолибдата аммония и элементарной серы в качестве катализатора (происходящего, например, из раствора 480 и из пастообразующего вещества 470), углерод, содержащийся в исходном минерале, активно реагирует как с молекулярным водородом (подаваемым в слепую шахту 538 в горячем состоянии из устройства для переработки метана и улавливаемый из исходного сырья в процессе уменьшения его размеров), так и участвует в реакции гидрогенизации угольного вещества 490F с помощью атомного водорода, расщепляемого из компонентов пастообразующего вещества (главным образом, тетралина), проявляющего, в этой связи, повышенную реакционную активность.

Горячий водород 450 может подаваться из системы переработки метана и вводиться под высоким давлением в слепую шахту 538 тангенциально на ее внутреннюю цилиндрическую поверхность через несколько соединительных трубок, размещенных на различных уровнях высоты с тем, чтобы обеспечить не только тонкий контроль теплового режима гидрогенизации, но также для использования его в качестве смесительного агента, поскольку высотная отметка местоположения исходного потока, поступающего на гидрогенизацию, превышает уровень выпуска добываемой смеси углеводородов (490G), поднимающейся по кольцеобразному проему между скважиной 535 и аксиальной трубой 534, искусственный нефтепродукт, получаемый в результате реакции гидрогенизации, попадает в пустое пространство расширенной части головки скважины 535.

В процессе противотока потоков 490F, 490G материала происходит рекуперационный теплообмен между горячим искусственным нефтепродуктом 490G, поднимающимся из слепой шахты 538, и свежей угольно-нефтяной смесью, спускающейся в противоположном направлении по аксиальной трубе 534. Смесь углеводородов 490G, спустившаяся из зоны гидрогенизации в слепую шахту 538 и достигшая поверхности грунта, входит в сепаратор 541, расположенный в головке скважины 535 на поверхности грунта и представляющий собой полый вертикальный герметичный сосуд в форме перевернутого баллона. Основные продукты процесса собираются в виде горячей жидкости и гидрогенизированного материала 490H. Пар/газообразная фаза продукта 490H могут быть отделены от жидкого продукта и подвергнуты дополнительной обработке. Полученная парогазовая смесь может подаваться на обработку из горячего сепаратора 541 через форсунку 542, и, в результате, непрореагировавший водород (в виде газа, который не может сконденсироваться в этой системе) может возвращаться в слепую шахту 538 для его повторного использования в процессе гидрогенизации. Газы, растворенные в поднимающейся жидкости 490G, могут отводиться за счет разницы давления над поверхностью. Парогазовая смесь, выпускаемая из этой углеводородной жидкости, может подаваться на рекуперацию ее тепловой энергии на соответствующее внешнее теплообменивающее оборудование (не изображено). После этого она может направляться на холодный сепаратор (не изображен) для охлаждения, конденсации и последующего разделения на отводимый водородосодержащий газ повторной циркуляции, возвращаемый обратно в процесс, и легкий конденсированный гидрогенизат.

Конечная очистка и обработка остатков продукта гидрогенизации, после отделения от них горячей жидкости и гидрогенизированного материала 490H, может выполняться в подсистеме 620В очистки и отделения остатков. Жидкая смесь сильно кипящих остаточных после гидрогенизации продуктов (489В), после их освобождения от растворенных газов и текучего горячего материала, может быть все еще загрязнена остатками твердым не псевдооживленным материалом. Смесь 489В выпускается из более низкой части сепаратора 541 в холодильную установку 544 посредством боковой форсунки 543 и скапливается в отстойнике 545, откуда конденсированная жижа подается для глубоководного выжимания пропитывающей жидкой фазы в фильтрующую центрифугу периодического действия 546.

Брикет, периодически выжимаемый на центрифуге 546, очищается в ней (также в периодическом режиме) от последних пропитывающих остатков тяжелого гидрогенизата посредством органического

растворителя 440, например, нефтяного эфира (смеси легких углеводородов, преимущественно насыщенных, с пятью и шестью атомами углерода). Затем он проходит через сушильное устройство 547 для получения остаточного продукта 490I и отходов 489C, загружаемых на ленточный транспортер 548, который транспортирует эти отходы на смешительное устройство 518 для смешивания с влажным тяжелым продуктом, удаленным из исходного горючего минерала еще на первом этапе его перемалывания. Материал, выпускаемый из отстойника 545, объединяется с фильтратом центрифуги 546, и полученный таким образом тяжелый гидрогенизат, уже полностью свободный от твердой фазы, направляется на дальнейшую обработку, которая осуществляется, однако, на нефтеперегонной установке.

Подсистема 620А обработки отходов может принимать пустую породу на всех этапах процесса, например, отходы 489 из сепарирующей подсистемы 610А транспортировки на плаву, отходы 489А из перемалывающих и измельчающих подсистем 630А, 640А, 640В, 640С, и также отходы 489С из подсистемы 620В очистки и отделения остатков. Влажная смесь твердых отходов, полученная в смешительном устройстве 518, очищается посредством горячей пресной воды от последних остатков минеральных солей, выводимых из технологического процесса путем многоступенчатого противотокового омывания в ленточном вакуум-фильтре 509, с перемалыванием в герметичной мельнице 510 (с одновременным улавливанием метана). Затем ее удаляют из цикла добычи и размещают в выработанном пространстве в качестве дешевого засыпного материала. Промывочная вода, полученная в процессе противотокового омывания, представляющая собой разбавленный раствор хлорида цинка в воде с примесью молибденсодержащих соединений, направляется из сборника 549 посредством насоса 550 в испарительную систему 551 для испарения. Разреженный водяной пар, выпущенный в процессе испарения из раствора, сжижается в конденсаторе 552. Полученный пресный горячий конденсат возвращается на первую ступень противотокового омывания твердых отходов в ленточном вакуум-фильтре 509. Водный раствор хлорида цинка с оставшимися примесями молибденсодержащих соединений, восстановленный до необходимой исходной плотности 1,423 г/см³ посредством испарения, посредством насоса 511 удаляется из внутренней петли циркуляции испарительной системы 551 в начало процесса, т.е., в систему гидростатического угольного подъемника. Таким образом, производственный цикл хлорида цинка и молибденсодержащих соединений, используемых в качестве водно-соляного раствора 480 в процессе, а также производственный цикл минеральных солей, обеспечивающих катализацию процесса гидрогенизации, может быть практически замкнутыми. При надлежащих производственных стандартах необратимые потери этих веществ являются минимальными.

Таким образом, предпочтительно описанные выше способы и системы в угледобывающей промышленности для производства искусственного жидкого топлива в подземных условиях являются энергосберегающими и экологически чистыми, и их использование может способствовать существенному повышению технической и экономической эффективности обработки горючих минералов, в частности, тех, которые имеют повышенное содержание негорючих минеральных примесей. В то же время обеспечивается извлечение композиционных материалов (за счет связанного с этим извлечения из исходного сырья метана) и может быть выполнено сжижение (благодаря повышенной чистоте угольного концентрата, подаваемого для гидрогенизации, который, кроме того, глубоко пропитан катализатором процесса гидрогенизации и не вступал в контакт с кислородом воздуха в процессе его транспортировки и перемалывания). Это сокращает удельное потребление исходного твердого горючего минерала на тонну полученного жидкого продукта. Кроме того, существенно ослабляется вредоносное влияние подземного рудника и производства искусственного жидкого топлива на природную окружающую среду, поскольку все отходы такого предприятия размещаются в подземном выработанном пространстве. Кроме того, выпуск готового продукта - искусственного нефтепродукта, производимого с использованием угольных шахт в подземных условиях, - вместо извлечения на поверхность земли небогатенного твердого топлива, позволяет не только исключить из оборудования шахты таких мощных энергопотребителей, как кабельные лебедочные подъемники (мощность электрического привода подъемников в современных шахтах достигает 15 000 кВт) и углеобогатительные установки (общая электрическая мощность приводов наземных устройств может достигать 10 000 кВт), но также полностью отказаться от использования железнодорожного транспорта. В этой ситуации значительно более рентабельной является доставка продукта до места его назначения путем транспортировки по трубопроводу, что является примерно в три раза более дешевым способом, чем транспортировка железной дорогой (не говоря уж о механических потерях твердого топлива в результате выдувания ветром из железнодорожных вагонов угольной пыли).

Предпочтительно раскрытые способы и системы могут представлять особый интерес для глубоководных и супер-глубоководных отложений энергетических минералов. Например, достигнутый на настоящий момент в угледобывающей промышленности рекорд глубины приближается к 2000 м. Сжижение угля на таких экстремальных глубинах приводит к росту рабочего давления в зоне его гидрогенизации до 21-22 МПа (без привлечения подводимой мощности извне), что значительно интенсифицирует такой подземный технологический процесс и существенно облегчает переработку даже наиболее карбонизированных видов горючих минералов в искусственный нефтепродукт. Однако, согласно современной геологической науке, угольные пласты простираются на еще большие глубины, что открывает перспективы разработки этих огромных залежей энергетических минералов не для добычи твердого топлива, а

для конверсии горной промышленности из угледобычи в экологически чистую добычу синтетического жидкого топлива. Постоянный рост температуры окружающего пласта с понижением уровня подземного рудника обеспечивает значительное повышение доли бесплатной тепловой энергии недр Земли в общем энергобалансе технологического процесса. Кроме того, насыщение угля и окружающего пласта метаном резко растет с увеличением местонахождения глубины пласта угля.

Таким образом, возможность комплексного использования потенциала мощности добываемого сырья с одновременным извлечением метана предпочтительно отличает способ изобретения от известных технологий переработки твердого топлива в альтернативные энергоносители. Пониженная потребность в водороде также способствует рентабельности подземного сжижения угля по сравнению с наземной добычей искусственного жидкого топлива. Дело в том, что новый добываемый горючий минерал, полученный из забоя шахты, немедленно становится изолированным от атмосферы шахты посредством оперативного погружения в водно-солевое вещество. Таким образом, атмосферный кислород теряет контакт с угольной компонентой горючего минерала и инициирует механизм его эндогенного окисления. В целом, основное преимущество технологического процесса изобретения заключается в постоянном повышении технической и экономической эффективности подземного сжижения угля, в то время как традиционных подходы к производству искусственного жидкого топлива (когда система сжижения угля располагается на поверхности) приводят к неотвратимому росту основной себестоимости производимого искусственного жидкого топлива и к вредоносному влиянию такой промышленной активности на природную окружающую среду, когда подземный рудник достигает больших глубин.

В некоторых вариантах осуществления способ обработки горючих минералов содержит следующие этапы: предварительно подготавливают исходное сырье по размеру с его последующей гравитационной концентрацией, смешивают полученный концентрат с пастообразующим веществом и выполняют гидрогенизацию угольного вещества в горячем режиме при повышенном давлении, после чего отделяют смесь жидких продуктов сжижения от остающегося твердого инертного остатка. После предварительной подготовки исходного сырья по размеру, реализуемой в подземных условиях, размолотый материал загружают в столб жидкой среды с плотностью, промежуточной между плотностью горючего минерала и пустой породы, подготовленной путем растворения в воде минеральных солей, оказывающих каталитическое влияние на дальнейшую гидрогенизацию добытого горючего минерала. После этого выполняют поступенчатое влажное перемалывание и концентрацию посредством гравитации обогащенного материала, находящегося на плаву на поверхности земли, в том же водно-солевом веществе в рамках трехэтапового обогащения. Затем полученный конечный концентрат смешивают с пастообразующим веществом, разбавляют посредством органического растворителя, перетирают до коллоидального размера и подают для гидрогенизации в слепой шахте на полый вращающийся вал, установленный в вертикальной скважине и заканчивающийся Сегнеровым колесом. Гидрогенизат, поднимающийся в кольцеобразном проеме между полым вращающимся валом и вертикальной скважиной, освобождают от растворенных в нем газов, отделяют от твердого остатка, и продукт сжижения горючего минерала поступает для перегонки на фракции.

В некоторых вариантах осуществления пустую породу, затопленную после ее поступления в столб водно-солевой среды, выжимают из жидкой фазы, споласкивают водой и грунтом, одновременно улавливая метан, выпущенный в газообразную фазу в процессе уменьшения размера указанной пустой породы, после чего ее размещают в выработанном пространстве.

В некоторых вариантах осуществления способ дополнительно содержит этап, на котором перемалывание находящегося на плаву материала на первой ступени обогащающего каскада выполняют при температуре окружающей среды в том же растворе, с одновременным улавливанием выпущенного метана, в мельнице, работающей в замкнутом цикле с сепаратором горючего минерала.

В некоторых вариантах осуществления продукт первой ступени обогащающего каскада, перемешанный в водно-солевом растворе, нагревают и дополнительно перемалывают с одновременным улавливанием выпущенного метана на второй ступени обогащающего каскада, в то же время его дополнительно отделяют под действием умеренного нагревания.

В некоторых вариантах осуществления полученный технологический поток второй ступени обогащающего каскада нагревают на третьей ступени обогащающего каскада до еще более высокой температуры, не достигающей точки кипения водно-солевого вещества, после чего дополнительно перемалывают его твердую фазу до очень мелкого состояния и, наконец, точно отделяют от последних остатков видимых минеральных примесей в сильном центробежном поле в горячем технологическом режиме.

В некоторых вариантах осуществления отходы второго и третьего этапов обогащения под действием гравитации выжимают из остатка жидкой фазы и возвращают на влажное перемалывание в цикл первой ступени обогащающего каскада, с последующим удалением из процесса вместе с отходами первой ступени обогащающего каскада.

В некоторых вариантах осуществления твердый остаток, отделенный от продукта сжижения горючего минерала, очищают от пропитывающей смеси углеводородов с помощью органического растворителя, высушивают и смешивают с обезвоженными отходами первой ступени обогащающего каскада, смешанными с отходами второго и третьего этапов обогащения, после чего полученную смесь инертных

минералов ополаскивают пресной водой вместе с пустой породой, затопленной в столбе водно-солевой среды, после чего подают исходное раздробленное сырье на последний.

В некоторых вариантах осуществления промывочную воду, остающуюся после процесса очистки отходов, испаряют до ее исходной плотности и возвращают в начало процесса.

В некоторых вариантах осуществления повышение давления и сжижение добываемого природного газа могут выполняться с использованием любых описанных выше вариантов осуществления.

В некоторых вариантах осуществления минеральные соли, используемые для приготовления водно-солевого вещества, с плотностью, промежуточной между плотностью горючего минерала и пустой породы, могут содержать отдельные неорганические соединения и/или их смеси, например хлориды или бромиды цинка или олова, различные сульфаты железа, соли аммония молибденовых кислот, а также формиат калия, который оказывает позднее позитивное влияние на процесс гидрогенизации либо за счет его каталитического эффекта, либо за счет выделения атомного водорода.

В некоторых вариантах осуществления пастообразующее вещество для приготовления угольно-нефтяной смеси, подаваемое для гидрогенизации, может содержать органические соединения ароматического ряда, которые могут служить в качестве доноров атомного водорода, например, тетралин, метилнафталин, смесь хинолина с фенолом, крезол, раствор нафталина в феноле, технический антрацен и другие компоненты антраценового масла.

В некоторых вариантах осуществления растворитель угольно-нефтяной смеси для корректировки ее консистенции может содержать продукты обработки бензина и/или отдельные органические соединения и их смеси, полученные синтетическим образом, например изопропанол и другие спирты.

Следует отметить, что некоторые варианты осуществления настоящего изобретения позволяют преодолеть большинство проблем транспортировки, присущие известным технологиям, посредством выполнения сжижения под землей вблизи фактического места добычи горючего материала. Подземное расположение также устраняет многие неблагоприятные воздействия на окружающую среду, присущие известным технологиям. Кроме того, отделение горючего материала посредством транспортировки на плаву решает как проблему подачи, так и проблему удаления пустой породы, поскольку последнюю можно просто возвращать в подземную шахту после описанной выше обработки. Наконец, значительно снижается потребность в энергии благодаря использованию Сегнерова колеса, вращаемого под действием потока материала, и использованию тепловой энергии и давления, обеспеченным за счет подземного местоположения камеры гидрогенизации. Процессы могут быть организованы, как проиллюстрировано выше, с максимальным вторичным использованием жидкостей, используемых в процессе, с использованием водорода, извлеченного из горючего материала для гидрогенизации и минимизацией потребления энергии, обеспечивая при этом максимальную эффективность сжижения.

В приведенном выше описании вариант осуществления представляет собой пример или реализацию изобретения. Различные выражения типа "один вариант осуществления", "вариант осуществления", "определенные варианты осуществления" или "некоторые варианты осуществления" не обязательно все относятся к одним и тем же вариантам осуществления.

Хотя различные признаки изобретения могут быть описаны в контексте единственного варианта осуществления, признаки могут также быть приведены отдельно или в любой допустимой комбинации. И наоборот, хотя изобретение может быть описано в данном документе для ясности в контексте отдельных вариантов осуществления, изобретение может также быть реализовано в единственном варианте осуществления.

Некоторые варианты осуществления изобретения могут включать в себя признаки из различных раскрытых выше вариантов осуществления, при этом некоторые варианты осуществления могут содержать элементы из других раскрытых выше вариантов осуществления. Раскрытие элементов изобретения в контексте конкретного варианта осуществления не должно восприниматься как их ограничение, используемое отдельно в конкретном варианте осуществления.

Кроме того, следует понимать, что изобретение может выполняться или осуществляться различными способами, и что изобретение может быть реализовано в виде некоторых вариантов осуществления, отличных от приведенных в описании выше.

Изобретение не ограничено приведенными схемами или соответствующими описаниями. Например, поток не должен проходить через каждый проиллюстрированный блок или состояние, или в точно таком порядке же порядке, как проиллюстрировано и описано.

Значения технических и научных терминов, используемых в данном документе, должны пониматься так, как они употребляются специалистами в той области техники, к которой относится изобретение, если не определено иначе.

Хотя изобретение описано применительно к ограниченному количеству вариантов осуществления, их не следует рассматривать как ограничение объема изобретения, но скорее, как пояснение примеров нескольких предпочтительных вариантов осуществления. Другие возможные вариации, модификации и варианты использования также включены в объем изобретения. Аналогичным образом предполагается, что объем изобретения не ограничен вышеописанным, но прилагаемой формулой изобретения и ее законными эквивалентами.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ получения синтетического топлива из горючего материала, содержащий следующие этапы:

гравитационно отделяют горючий материал от пустой породы в водно-соляном растворе, выбранном так, что он имеет плотность, промежуточную между плотностью горючего материала и плотностью пустой породы;

нагревают и перемалывают отделенный горючий материал для получения пасты из очищенного горючего материала;

псевдооживают пасту и

выполняют гидрогенизацию псевдооживленной пасты посредством использования Сегнерова колеса.

2. Способ по п.1, дополнительно содержащий последовательное уменьшение размера частиц отделенного горючего материала в растворе и удаление остаточной пустой породы и газа из него, причем нагревание и перемалывание включает в себя нагревание и перемалывание горючего материала с уменьшенным размером частиц.

3. Способ по п.2, дополнительно содержащий повторное использование водно-соляного раствора, удаленного при отделении и при последовательном уменьшении размера частиц, в котором водно-соляной раствор выбирают для катализации отделения и последовательного уменьшения размера частиц и/или в котором последовательное уменьшение размера частиц выполняют в водно-соляном растворе.

4. Способ по п.1, причем водно-соляной раствор содержит по меньшей мере одно из перечисленного: формиат калия, хлорид цинка, парамолибдат аммония, нановодный сульфат трехвалентного железа ($\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$), парамолибдат аммония $((\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24} \cdot 4\text{H}_2\text{O})$, тетрамолибдат аммония $((\text{NH}_4)_2 \cdot 4\text{MoO}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O})$, железный купорос ($\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$), бивалентный хлорид олова SnCl_2 , с пента-водным хлоридом четырехвалентного олова ($\text{SnCl}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$), бромид цинка и их смеси.

5. Способ по п.1, дополнительно содержащий использование ароматического пастообразующего вещества для получения пасты, причем пастообразующее вещество содержит по меньшей мере одно из перечисленного: тетралин, метилнафталин, смесь хинолина с фенолом, крезол, раствор нафталина в феноле, антрацен и компоненты антраценового масла.

6. Способ по п.1, причем псевдооживление выполняют посредством смешивания пасты с разбавляющим веществом, содержащим органический растворитель.

7. Система для получения синтетического топлива из горючего материала способом по п.1, содержащая

плавучую подсистему, выполненную с возможностью гравитационного отделения горючего материала от пустой породы в водно-соляном растворе, выбранном так, что он имеет плотность, промежуточную между плотностью горючего материала и плотностью пустой породы;

перемалывающую подсистему с нагревом, выполненную с возможностью нагревания и перемалывания отделенного горючего материала для получения пасты из очищенного горючего материала;

подсистему псевдооживления пасты, выполненную с возможностью псевдооживления пасты; и

подсистему гидрогенизации, выполненную с возможностью гидрогенизации псевдооживленной пасты посредством использования Сегнерова колеса.

8. Система по п.7, дополнительно содержащая перемалывающую подсистему, выполненную с возможностью последовательного уменьшения размера частиц отделенного горючего материала в растворе и удаления остаточной пустой породы и газа из него, причем перемалывающая подсистема с нагревом выполнена с возможностью нагревания и перемалывания горючего материала с уменьшенным размером частиц для получения пасты.

9. Система по п.7, дополнительно содержащая подсистему очистки и сепарации остатка, выполненную с возможностью отделения дополнительного продукта от остатков гидрогенизированного материала.

10. Система по п.7, причем плавающая подсистема выполнена с возможностью приема горючего материала внутри подземной шахты, при этом подсистема гидрогенизации выполнена с возможностью выполнения гидрогенизации внутри подземной шахты.

11. Система по п.7, причем водно-соляной раствор содержит по меньшей мере одно из перечисленного: формиат калия, хлорид цинка, парамолибдат аммония, нановодный сульфат трехвалентного железа ($\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$), парамолибдат аммония $((\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24} \cdot 4\text{H}_2\text{O})$, тетрамолибдат аммония $((\text{NH}_4)_2 \cdot 4\text{MoO}_3 \cdot 4\text{H}_2\text{O})$, железный купорос ($\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$), бивалентный хлорид олова SnCl_2 с пента-водным хлоридом четырехвалентного олова ($\text{SnCl}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$), бромид цинка и их смеси.

12. Система по п.7, причем перемалывающая подсистема с нагревом выполнена с возможностью применять ароматическое пастообразующее вещество для получения пасты, при этом пастообразующее вещество содержит по меньшей мере одно из перечисленного: тетралин, метилнафталин, смесь хинолина с фенолом, крезол, раствор нафталина в феноле, антрацен и компоненты антраценового масла.

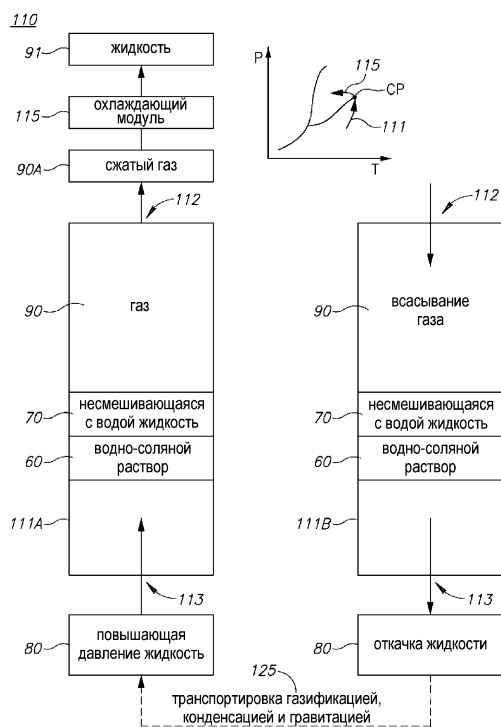
13. Система по п.7, причем подсистема гидрогенизации содержит

вертикальный вал, выполненный с возможностью приема псевдооживленной пасты и поддержания ее нисходящего потока;

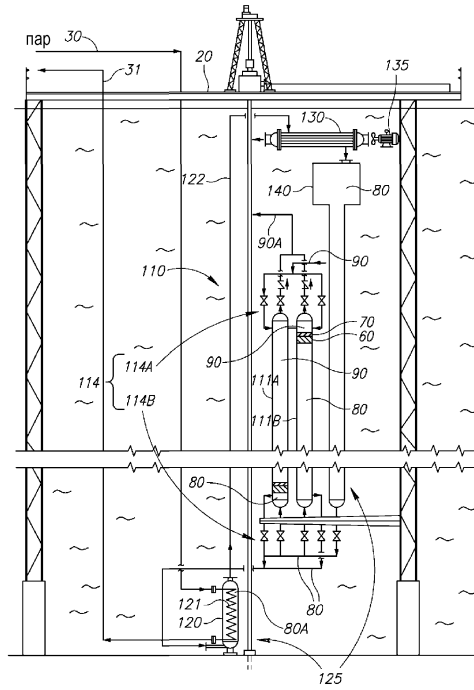
Сегнерово колесо, имеющее сообщение по текучей среде с вертикальным валом и выполненное с возможностью приведения во вращение посредством протекающей псевдооживленной пасты;

камеру гидрогенизации, окружающую нижний участок вертикального вала и Сегнерово колесо, причем камера гидрогенизации содержит нагревающий модуль, выполненный с возможностью нагрева псевдооживленной пасты, и источник водорода, выполненный с возможностью введения водорода в псевдооживленную пасту, выходящую из Сегнерова колеса, для гидрогенизации псевдооживленной пасты; и

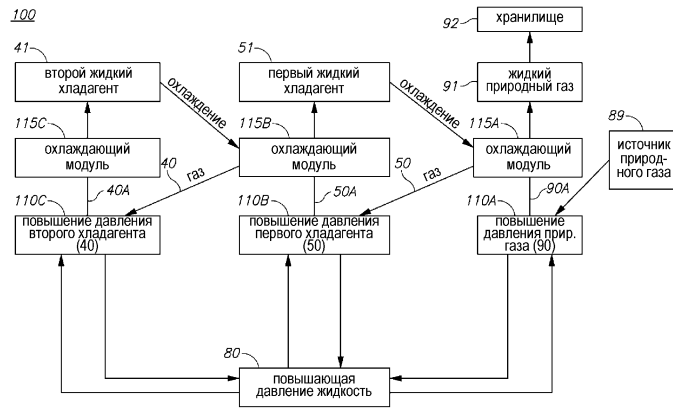
вертикальный кожух, имеющий сообщение по текучей среде с камерой гидрогенизации и выполненный с возможностью поддержания восходящего потока гидрогенизированной псевдооживленной пасты из камеры гидрогенизации с обеспечением при этом возможности рекуперационного теплообмена между поднимающейся гидрогенизированной псевдооживленной пастой и нисходящим потоком псевдооживленной пасты.



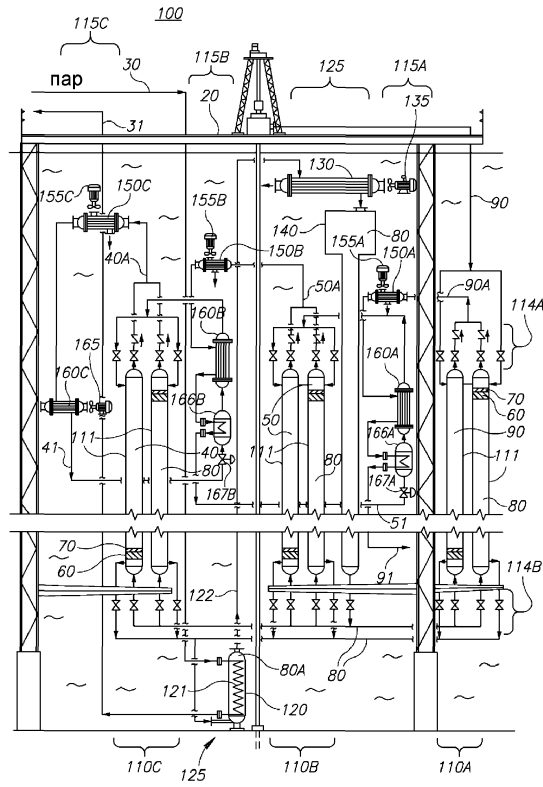
Фиг. 1



Фиг. 2

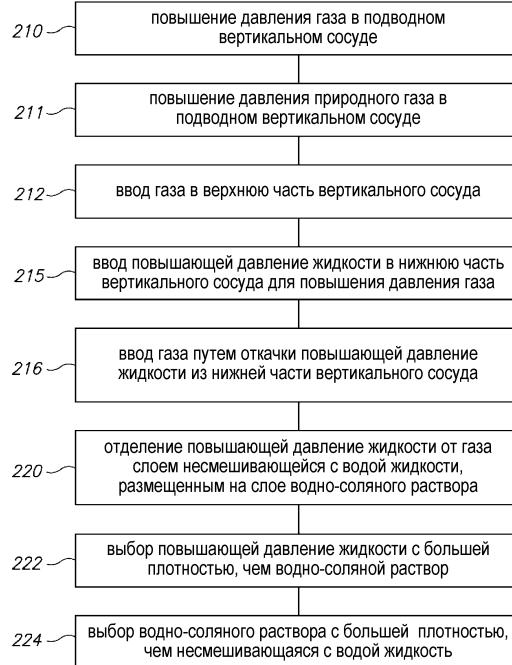


Фиг. 3

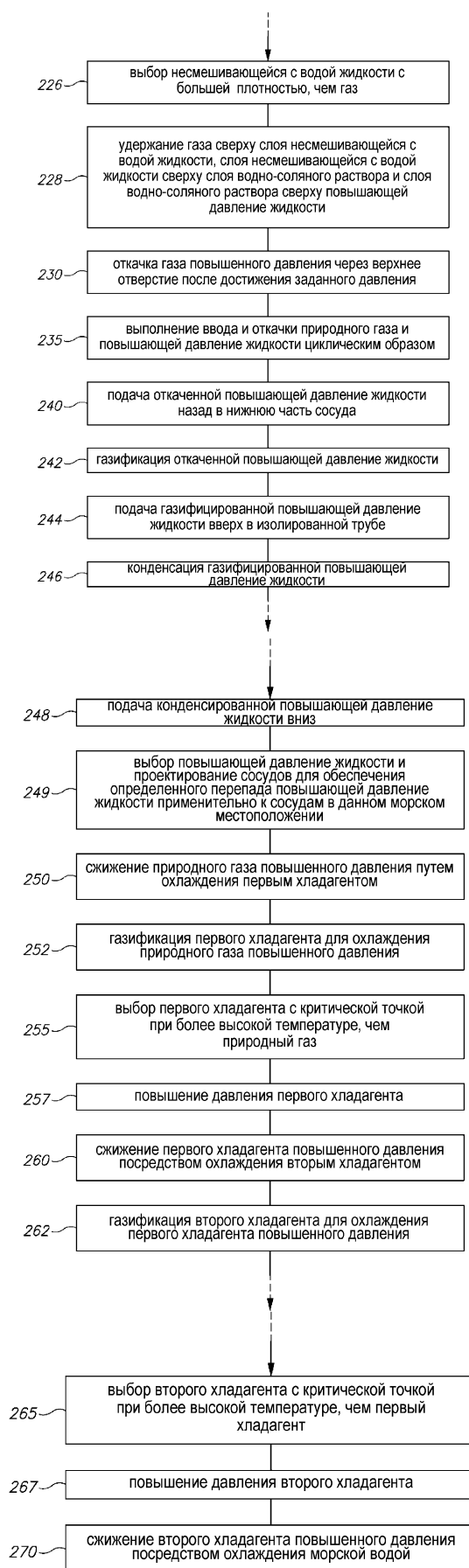


Фиг. 4

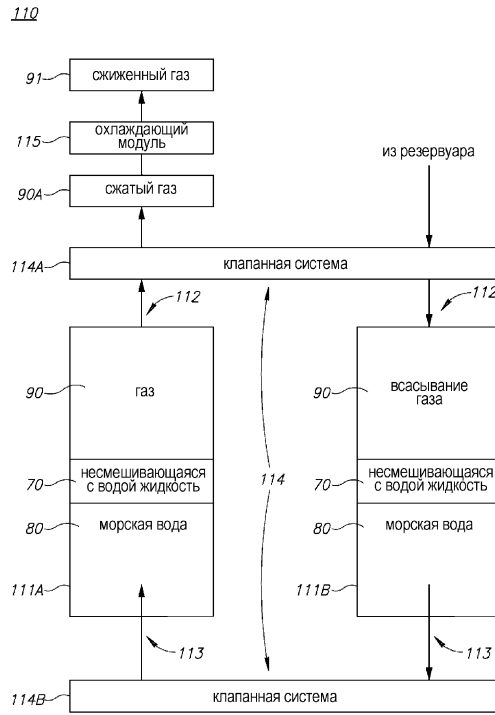
200



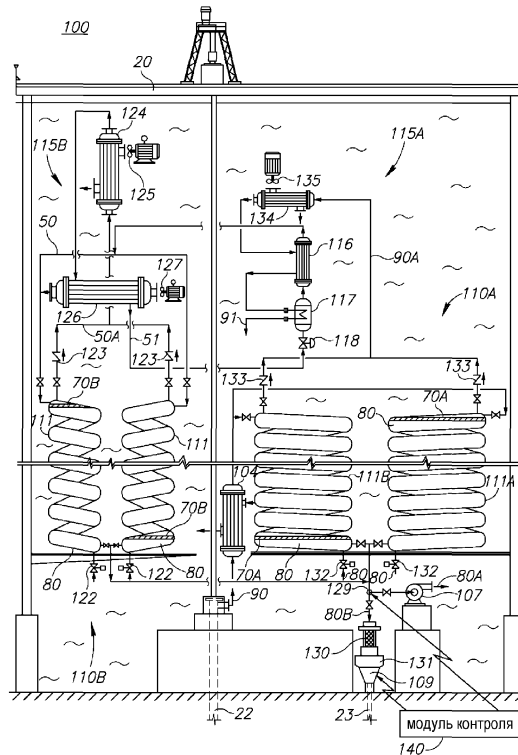
Фиг. 5



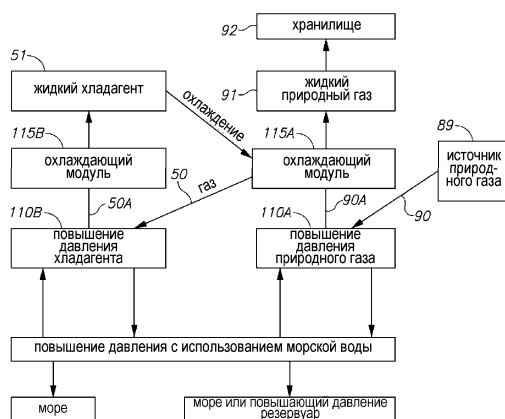
Фиг. 5



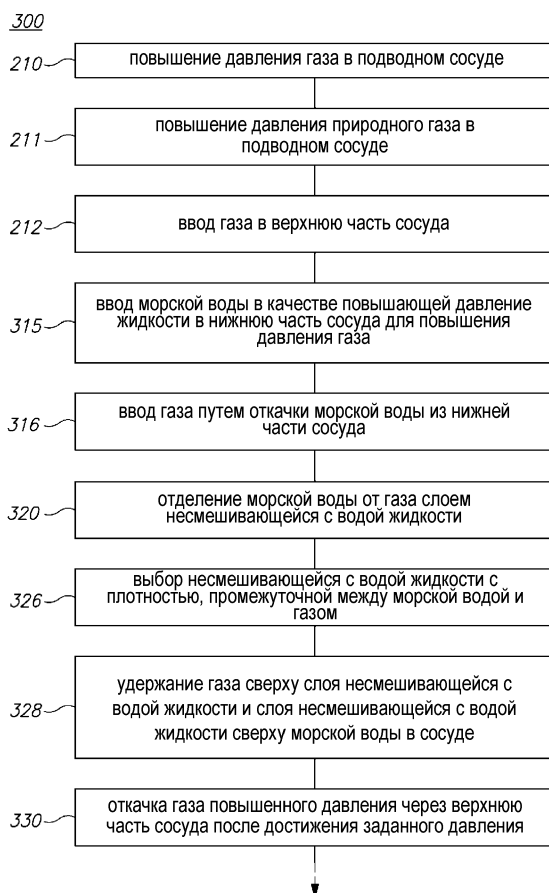
Фиг. 6



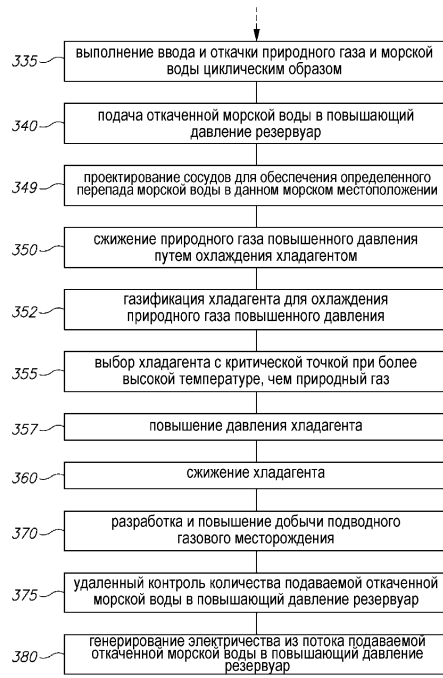
Фиг. 7



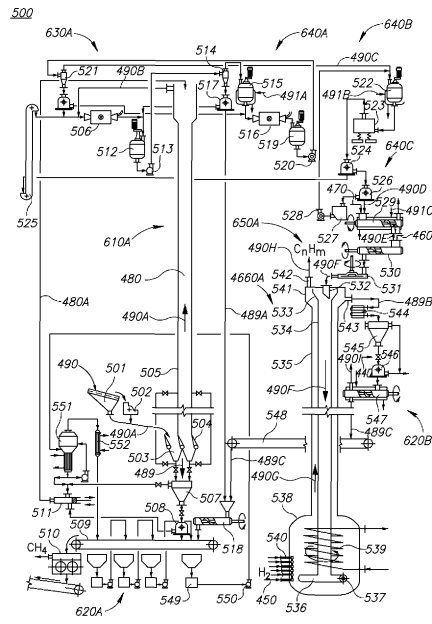
Фиг. 8



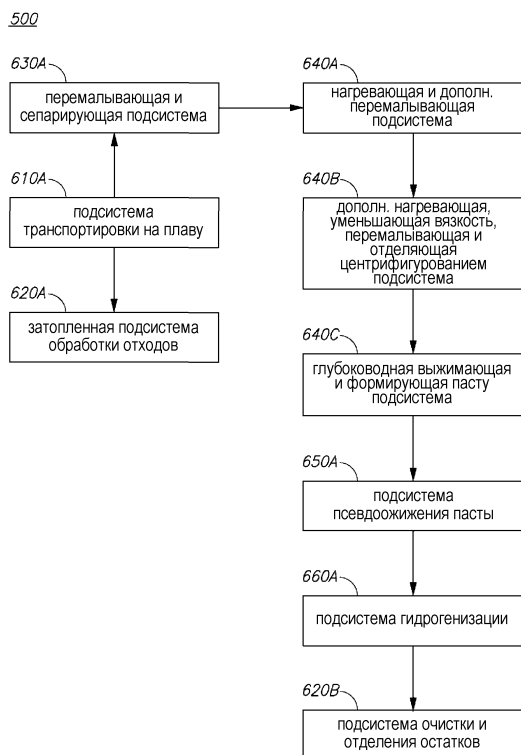
Фиг. 9



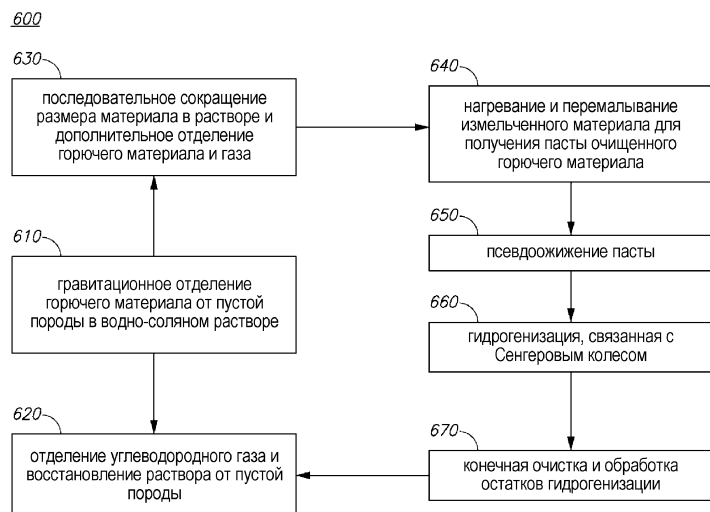
Фиг. 9 (продолжение)



Фиг. 10А

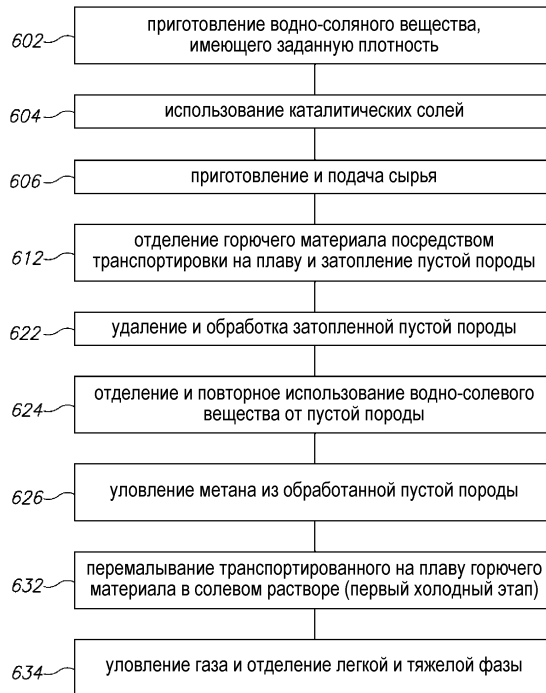


Фиг. 10В

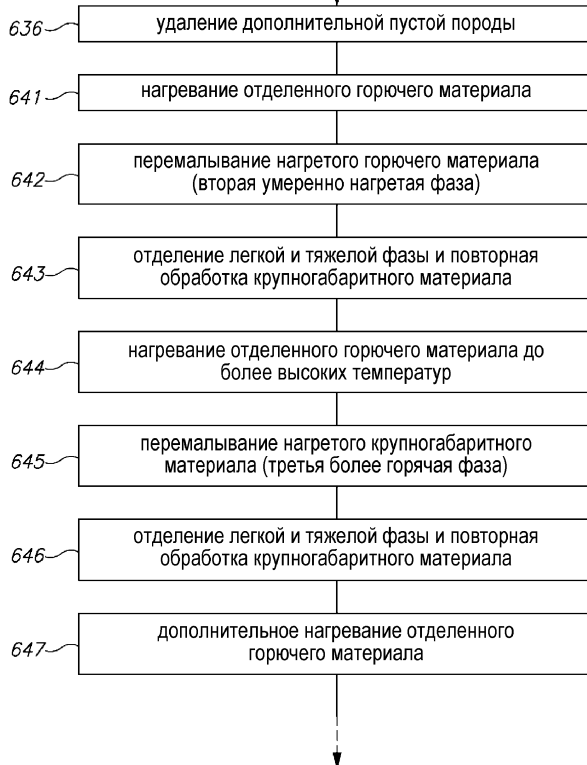


Фиг. 11А

600



Фиг. 11В





Фиг. 11В (продолжение)

