



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/12 (2020.02); E21B 43/121 (2020.02)

(21)(22) Заявка: **2018134343, 15.03.2017**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
15.03.2017

Дата регистрации:
28.07.2020

Приоритет(ы):

(30) Конвенционный приоритет:
15.03.2016 US 62/308,593

(43) Дата публикации заявки: **15.04.2020** Бюл. № 11

(45) Опубликовано: **28.07.2020** Бюл. № 22

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: **15.10.2018**

(86) Заявка РСТ:
EP 2017/056158 (15.03.2017)

(87) Публикация заявки РСТ:
WO 2017/158049 (21.09.2017)

Адрес для переписки:
197101, Санкт-Петербург, а/я 128, "АРС-ПАТЕНТ", М.В. Хмара

(72) Автор(ы):

**ЕНСЕН, Торд (NO),
ЛАРСЕН, Ивар Эйстейн (NO),
ВАЛЛЕ, Арне (NO),
ФЕВАНГ, Эйвинн (NO)**

(73) Патентообладатель(и):

ЭКВИНОР ЭНЕРДЖИ АС (NO)

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2206728 C1, 20.06.2003. WO 2013015826 A1, 31.01.2013. KZ 26417, 15.11.2012. US 2013312980 A1, 28.11.2013.**

(54) СПОСОБ ИСКУССТВЕННОГО ПОДЪЕМА

(57) Реферат:

Изобретение содержит способ искусственного подъема и систему для обеспечения искусственного подъема, пригодные для использования в пластах-коллекторах тяжелой нефти. Способ искусственного подъема включает закачивание комбинации воды и газа в скважину для создания искусственного подъема. Комбинацию воды и газа транспортируют вниз в кольцевом пространстве между колонной НКТ и обсадной трубой или в одиночной совместно используемой колонне НКТ, предусмотренной внутри или снаружи эксплуатационной колонны НКТ. Система для обеспечения искусственного

подъема содержит комбинированную трубу. Комбинированная труба проходит через фонтанную арматуру в затрубное пространство скважины и завершается на клапане, предусмотренном на отверстии в трубном элементе. Указанная труба выполнена с возможностью обеспечения комбинации газа и воды на отверстии в трубном элементе. Технический результат – обеспечивается бесперебойная работа скважины, уменьшается вес скважинного оборудования. 2 н. и 5 з.п. ф-лы, 2 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 43/12 (2020.02); E21B 43/121 (2020.02)

(21)(22) Application: **2018134343, 15.03.2017**

(24) Effective date for property rights:
15.03.2017

Registration date:
28.07.2020

Priority:

(30) Convention priority:
15.03.2016 US 62/308,593

(43) Application published: **15.04.2020 Bull. № 11**

(45) Date of publication: **28.07.2020 Bull. № 22**

(85) Commencement of national phase: **15.10.2018**

(86) PCT application:
EP 2017/056158 (15.03.2017)

(87) PCT publication:
WO 2017/158049 (21.09.2017)

Mail address:
197101, Sankt-Peterburg, a/ya 128, "ARS-PATENT", M.V. Khmara

(72) Inventor(s):
**ENSEN, Tord (NO),
LARSEN, Ivar Ejstejn (NO),
VALLE, Arne (NO),
FEVANG, Ejevinn (NO)**

(73) Proprietor(s):
EQUINOR ENERGY AS (NO)

(54) **ARTIFICIAL LIFT METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention includes a method of artificial lifting and system for provision of artificial lifting suitable for use in reservoirs-reservoirs of heavy oil. Method of artificial lift includes pumping combination of water and gas into well for creation of artificial lift. Combination of water and gas is transported downwards in annular space between tubing string and casing pipe or in single shared tubing string provided inside or outside the production string.

Proposed system comprises combined pipe. Combined pipe passes through the Christmas tree to the annular space of the well and ends on the valve provided on the hole in the pipe element. Said pipe is configured to provide a combination of gas and water at the opening in the tubular member.

EFFECT: technical result is ensuring uninterrupted operation of well, reducing weight of downhole equipment.

7 cl, 2 dwg

RU 2 728 065 C 2

RU 2 728 065 C 2

Добывающие скважины применяются для добычи текучей среды из пластов-коллекторов в геологической среде. В частности, текучие среды в виде нефти и газа добывают при помощи скважин, как это обычно имеет место в нефтегазовой отрасли. Добываемая текучая среда обычно поступает в скважину из подземного пласта-коллектора под действием давления в естественных условиях, а затем вытекает из скважины внутри специализированной эксплуатационной колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), расположенной в скважине. Поток газа и жидкостей в эксплуатационной скважине имеет место под действием давления в пласте-коллекторе. Для подъема текучих сред на поверхность может быть достаточно природного давления. В дополнение к естественному потоку текучих сред может добавляться искусственное давление для увеличения или создания потока, если природного давления недостаточно для подъема текучих сред на поверхность. Искусственное давление также называют искусственным подъемом. Электрический погружной насос (ЭПН) представляет собой внутрискважинный насос, который может применяться для создания искусственного подъема. Может применяться система из нескольких скважин с подъемом продукции при помощи ЭПН, причем скважины соединены с общим коллектором. Добываемую текучую среду из скважины затем транспортируют по трубопроводам к расположенному ниже по потоку промысловому объекту, например, к плавучей нефтедобычной платформе (в случае шельфовой скважины), где текучая среда может подвергаться дальнейшей обработке. В добывающей системе, расположенной на поверхности, например, на морском дне, могут быть предусмотрены дополнительные бустерные насосы, способствующие откачке добываемой текучей среды из скважины по трубопроводу к расположенному ниже по потоку промысловому объекту с подходящей скоростью.

Существующие способы создания искусственного подъема для обеспечения высокого темпа добычи, например, свыше 1000 стандартных кубических метров в сутки, включают в себя: газлифт для традиционных нефтяных скважин; ЭПН, главным образом, для тяжелых нефтей; ГПН (гидравлические погружные насосы), главным образом, для тяжелых нефтей; штанговые глубинные насосы и скважинные струйные насосы.

Основными проблемами, связанными с текущей технологией ЭПН, являются: ограниченный срок службы (0,5-1,5 года) до их замены; высокая стоимость замены ЭПН (для замены насоса необходима буровая установка); снижение добычи при выключении ЭПН; повышенная стоимость скважины вследствие использования глубинного оборудования (в дополнение к самому ЭПН); высокие эксплуатационные затраты на насос ЭПН; стоимость, вес и пространство для находящегося сверху оборудования для управления насосом (главным образом, ЧРП); для уменьшения вязкости текучей среды в скважине может потребоваться внутрискважинный понизитель вязкости. Понизитель вязкости дорого стоит и использует часть доступной наземной эксплуатационной производительности.

Изобретение обеспечивает способ и систему, определяемые прилагаемой формулой изобретения.

Некоторые варианты осуществления изобретения будут теперь раскрыты, только в качестве примера, со ссылкой на прилагаемые чертежи.

На фиг. 1 схематически показана система.

На фиг. 2 показан способ.

Способ, раскрытый в настоящем документе, может использоваться в качестве способа искусственного подъема для пластов-коллекторов тяжелой нефти, где газлифт не может применяться вследствие высокой вязкости пластовой нефти.

Способ, раскрытый в настоящем документе, обеспечивает способ закачивания комбинации воды и газа в скважину. Этот способ может применяться для создания искусственного подъема. Вода и газ могут закачиваться в скважину одновременно.

5 Вода и газ могут закачиваться в скважину через отверстия в эксплуатационной колонне НКТ, опционально, как можно глубже, чтобы закачивание происходило вблизи от секции компоновки для нижнего заканчивания. Отверстия в эксплуатационной колонне НКТ могут обеспечиваться при помощи клапанов, регулирующих приток воды и газа.

10 Вода и газ могут транспортироваться вниз в кольцевое пространство между колонной НКТ и наименьшей обсадной трубой. Альтернативно, вода и газ могут транспортироваться вниз в одиночной совместно используемой колонне НКТ, предусмотренной внутри или снаружи эксплуатационной колонны НКТ. Альтернативно, вода и газ могут транспортироваться вниз в отдельных колоннах НКТ внутри или снаружи эксплуатационной колонны НКТ, причем первая труба предусмотрена для 15 воды, а вторая колонна НКТ - для газа. При отдельных колоннах НКТ вода может обеспечиваться в любом положении выше по потоку от места закачивания газа. Вода может быть обеспечена за счет доведения скважины или бокового ствола скважины до водоносного горизонта.

Преимущество добавления или закачивания воды в добываемую пластовую текучую 20 среду состоит в создании режима потока внутри эксплуатационной колонны НКТ с низкой кажущейся вязкостью, при сравнении с пластовой текучей средой без воды, для уменьшения потерь давления на трение. Преимущество добавления или закачивания газа в добываемую пластовую текучую среду состоит в создании смеси текучих сред в колонне НКТ с низкой кажущейся плотностью при сравнении с пластовой текучей 25 средой без газа.

Вследствие этого, благодаря добавлению, закачиванию и/или смешиванию воды и газа в стволе скважины с добываемой пластовой текучей средой смесь текучих сред в колонне НКТ будет иметь и низкую вязкость, и низкую плотность, таким образом, сочетая преимущества воды и газа.

30 Количество воды и газа, закачиваемых в эксплуатационную колонну НКТ в скважине, можно непрерывно регулировать для максимального увеличения добычи пластовой текучей среды. Количество воды и газа, закачиваемых в скважину, может изменяться в зависимости от состава добываемой текучей среды, например, обводненности и газожидкостного фактора добываемой пластовой текучей среды. Добавление воды в 35 условиях непрерывного потока может представлять собой одно из решений по обеспечению низкой кажущейся вязкости текучей среды в эксплуатационной колонне НКТ.

Одновременное закачивание воды и газа уменьшает потери давления вследствие трения и силы тяжести. Без добавления дополнительного давления, самого давления в 40 скважине может быть достаточно для транспортировки добываемых текучих сред к поверхности в сочетании с уменьшением потерь давления после закачивания воды и газа.

Вода, добавленная для уменьшения потерь давления на трение, может также использоваться в связи с транспортировкой тяжелой нефти за пределы скважины, 45 например, при транспортировке нефти по трубопроводу.

Дополнительные преимущества способа, раскрытые в настоящем документе, включают в себя: снижение себестоимости (капитальных и эксплуатационных затрат), улучшенную бесперебойность скважины (возможность избегать замены насосов ЭПН

с учетом дорогостоящего времени бурения), уменьшенный вес (главным образом, приводов с регулируемой частотой вращения), улучшение использования производительности наземной обработки (возможность избегать закачивания понизителя вязкости прежде, чем он потребуется в наземном технологическом процессе).

5 ЭПН чувствителен к газу, при этом применение ЭПН будет влиять на положение скважин в пласте-коллекторе с газовой шапкой. Применение газлифта позволяет обеспечивать более широкие возможности при расположении траектории ствола скважины, что увеличивает добычу на месторождении. ЭПН ограничивает траектории ствола скважины (например, максимальное искривление ствола скважины), тогда как
10 настоящий способ не накладывает каких-либо ограничений на траекторию ствола скважины, что обеспечивает возможность оптимального расположения скважин с учетом темпа извлечения и добычи. Добавление воды будет влиять на количество воды, создающее условия непрерывной водной фазы, что улучшает разделение нефти/воды и газа/жидкости ниже по потоку от устья скважины.

15 На фиг. 1 показан конкретный вариант осуществления для подъема с одновременным закачиванием воды и газа (SWAG). Газ и воду смешивают выше морского дна и объединяют в одиночной трубе (1). Труба проходит через фонтанную арматуру (2) в затрубное пространство (3), предусмотренное снаружи самого внутреннего трубного элемента, проходящего к забою скважины. Труба завершается на клапане (4),
20 предусмотренном в отверстии трубного элемента. Отверстие предусмотрено под водой, ниже морского дна и ниже покрывающей породы. Другими альтернативными вариантами являются закачивание воды и газа в одиночной или отдельных колоннах НКТ внутри или снаружи эксплуатационной колонны НКТ, или регулируемая добыча воды из водоносного горизонта в сочетании с традиционным газлифтом.

25 На фиг. 2 изображен способ комбинирования газа и воды (S1) и закачивания комбинации воды и газа в скважину для создания искусственного подъема (S2).

Хотя настоящее изобретение раскрыто на примере предпочтительных вариантов осуществления, изложенных выше, следует понимать, что эти варианты осуществления являются лишь иллюстративными, и что формула изобретения не ограничена этими
30 вариантами. Специалисты в данной области техники смогут внести модификации и применить альтернативные варианты с учетом данного описания, которые рассматриваются в качестве входящих в объем притязаний формулы изобретения. Каждый признак, раскрытый или проиллюстрированный в настоящем описании, может быть включен в изобретение, самостоятельно или в любой соответствующей комбинации
35 с любым другим признаком, раскрытым или проиллюстрированным в нем.

(57) Формула изобретения

1. Способ искусственного подъема, пригодный для использования в пластах-коллекторах тяжелой нефти, содержащий следующее:

40 закачивают комбинацию воды и газа в скважину для создания искусственного подъема, причем комбинацию воды и газа транспортируют вниз в кольцевом пространстве между колонной НКТ и обсадной трубой или в одиночной совместно используемой колонне НКТ, предусмотренной внутри или снаружи эксплуатационной колонны НКТ.

45 2. Способ по п. 1, в котором воду и газ закачивают в скважину через одно или более отверстие в эксплуатационной колонне НКТ.

3. Способ по п. 1, в котором воду и газ закачивают глубоко в скважину таким образом, чтобы закачивание происходило вблизи от секции компоновки для нижнего

заканчивания.

4. Способ по п. 2, в котором одно или более отверстие в эксплуатационной колонне НКТ обеспечивают клапанами для управления притоком воды и газа.

5. Способ по п. 1, в котором воду обеспечивают за счет доведения скважины или бокового ствола скважины до водоносного горизонта.

6. Система для обеспечения искусственного подъема, пригодная для использования в пластах-коллекторах тяжелой нефти, содержащая:

комбинированную трубу, проходящую через фонтанную арматуру в затрубное пространство скважины и завершающуюся на клапане, предусмотренном на отверстии в трубном элементе, причем указанная труба выполнена с возможностью обеспечения комбинации газа и воды на отверстии в трубном элементе.

7. Система по п. 6, в которой отверстие предусмотрено под водой, ниже морского дна и ниже покрывающей породы.

15

20

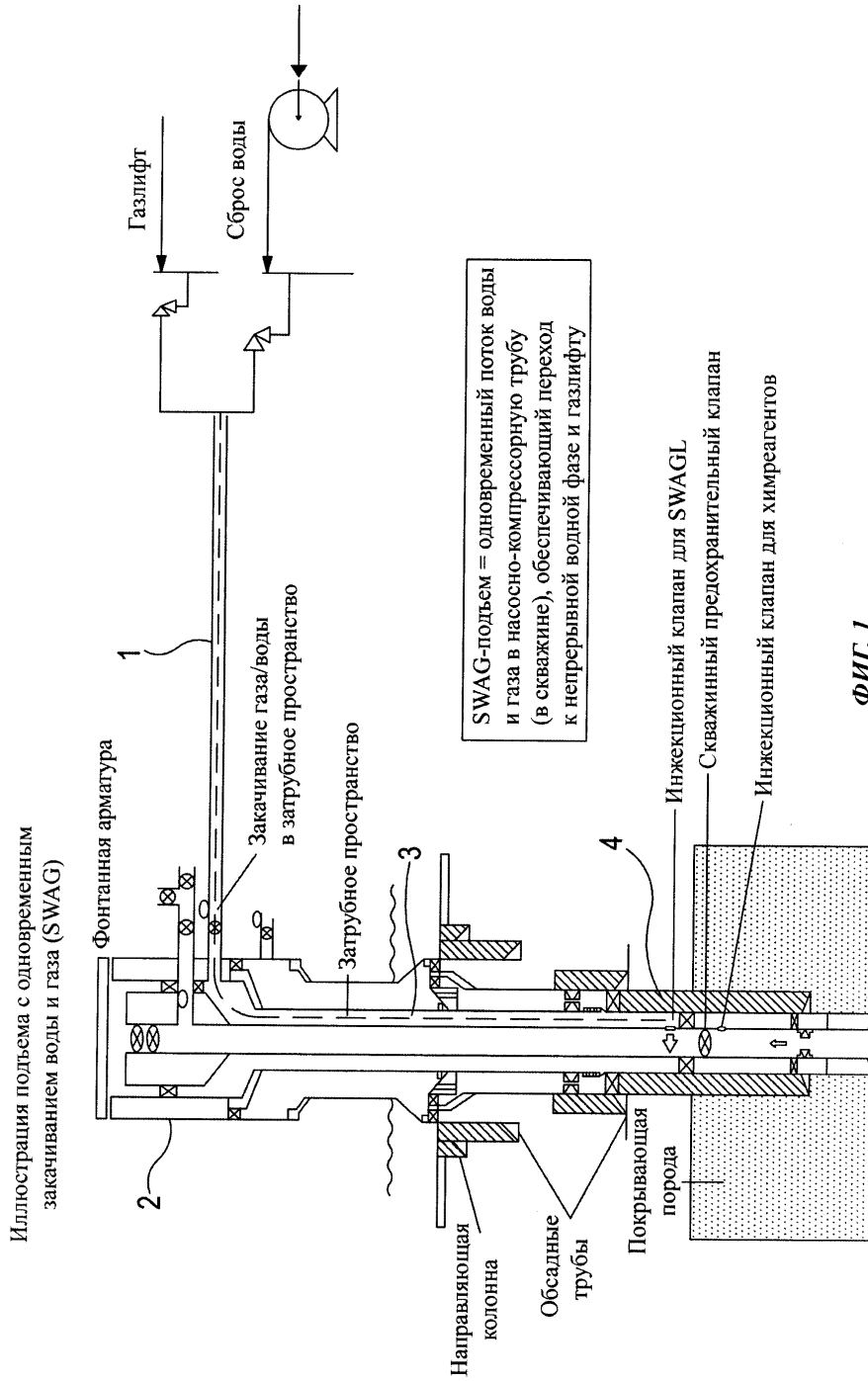
25

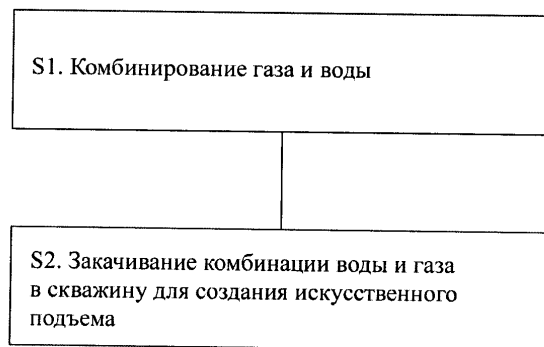
30

35

40

45





ФИГ. 2