



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(52) СПК  
*E21B 43/121* (2018.08); *G05B 13/021* (2018.08)

(21)(22) Заявка: **2017139032**, **27.04.2015**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**27.04.2015**

Дата регистрации:  
**17.01.2019**

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **27.04.2015**

(45) Опубликовано: **17.01.2019** Бюл. № 2

(85) Дата начала рассмотрения заявки РСТ на национальной фазе: **27.11.2017**

(86) Заявка РСТ:  
**EP 2015/059102** (27.04.2015)

(87) Публикация заявки РСТ:  
**WO 2016/173617** (03.11.2016)

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

(72) Автор(ы):

**ПАВЛОВ, Алексей (NO),  
ФЬЯЛЕСТАД, Хьетил (NO)**

(73) Патентообладатель(и):

**СТАТОЙЛ ПЕТРОЛЕУМ АС (NO)**

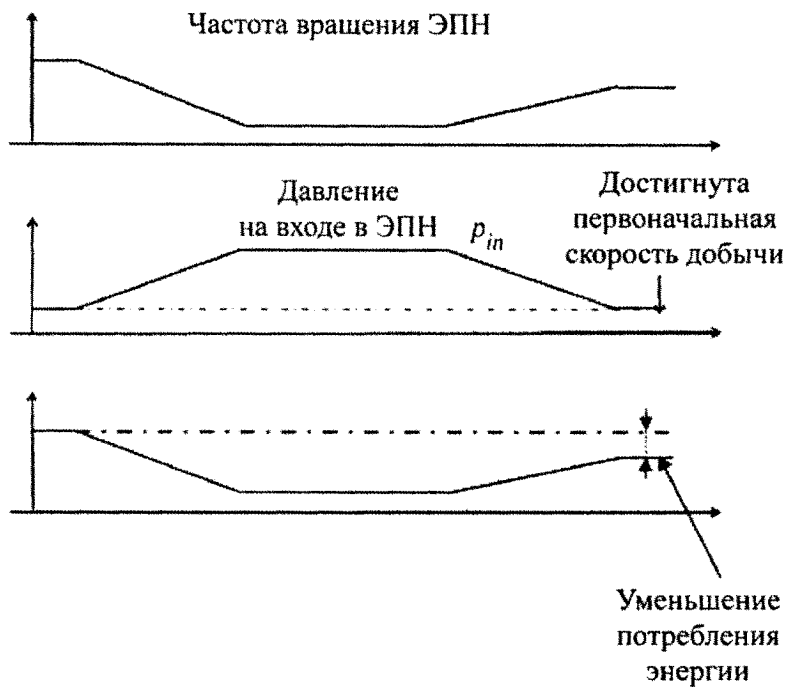
(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **US 20050173114 A1**, 11.08.2005. **RU 2470148 C2**, 20.12.2012. **RU 2501591 C2**, 20.12.2013. **RU 2515585 C2**, 10.05.2014. **WO 2008131210 A2**, 30.10.2008. **WO 2008154584 A1**, 18.12.2008.

**(54) СПОСОБ ИНВЕРТИРОВАНИЯ ПОТОКА С НЕПРЕРЫВНОЙ НЕФТЯНОЙ ФАЗОЙ В ПОТОК С НЕПРЕРЫВНОЙ ВОДНОЙ ФАЗОЙ**

(57) Реферат:

В настоящем изобретении предлагается способ инвертирования потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой и достижения одного или более требуемых параметров добычи в скважине, добывающей текучую среду, содержащую нефть и воду, или инвертирования потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой и достижения одного или более требуемых параметров транспортировки в трубопроводе, транспортирующем текучую среду, содержащую нефть и воду, причем в скважине или транспортном трубопроводе имеется насос, при этом способ содержит следующие шаги: (а) уменьшают частоту вращения насоса до тех пор,

пока не будет выполнена инверсия из потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой или не будет достигнуто заданное условие остановки; (b) если инверсия не была выполнена на шаге (а), регулируют давление на устье скважины или давление на приемной стороне транспортного трубопровода для выполнения инверсии; (с) стабилизируют поток при условии, достигнутом на шагах (а) или (b); и (d) осторожно регулируют одно или оба из давления на устье скважины и частоты вращения насоса для достижения одного или более требуемых параметров добычи. Технический результат заключается в повышении эффективности добычи вязких нефтей. 23 з.п. ф-



ФИГ. 2

RU 2677516 C1

RU 2677516 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/12* (2006.01)  
*G05B 13/02* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC  
*E21B 43/121* (2018.08); *G05B 13/021* (2018.08)

(21)(22) Application: **2017139032, 27.04.2015**

(24) Effective date for property rights:  
**27.04.2015**

Registration date:  
**17.01.2019**

Priority:

(22) Date of filing: **27.04.2015**

(45) Date of publication: **17.01.2019** Bull. № 2

(85) Commencement of national phase: **27.11.2017**

(86) PCT application:  
**EP 2015/059102 (27.04.2015)**

(87) PCT publication:  
**WO 2016/173617 (03.11.2016)**

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

(72) Inventor(s):

**PAVLOV, Aleksej (NO),  
FYALESTAD, Khetil (NO)**

(73) Proprietor(s):

**STATOIL PETROLEUM AS (NO)**

(54) **FLOW WITH CONTINUOUS OIL PHASE INTO FLOW WITH CONTINUOUS WATER PHASE INVERSION METHOD**

(57) Abstract:

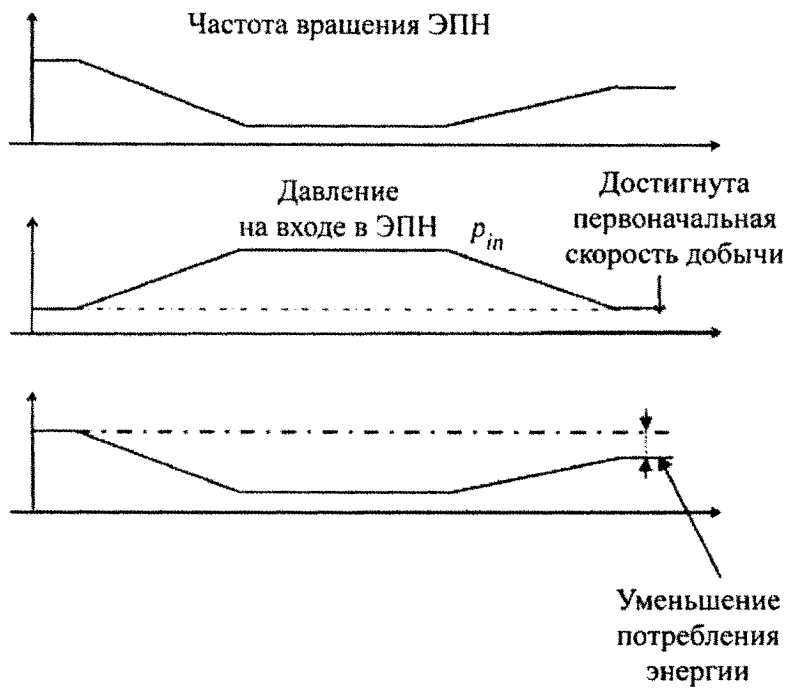
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: present invention proposes the stream with continuous oil phase inversion method into the stream with continuous water phase and achieving one or more desired production parameters in the producing the oil and water containing fluid well, or stream with continuous oil phase inversion into the stream with continuous water phase and or more desired transportation parameters in the oil and water containing fluid transporting pipeline, wherein in the well or transport transporting a pump is located, at that, the method comprises the following steps: (a) reducing the pump rotation frequency until the inversion from the flow with continuous oil phase into the flow with

continuous water phase is complete, or until the specified stopping condition is achieved; (b) if the inversion was not performed in step (a), regulating the pressure at the wellhead or the pressure on the transporting pipeline receiving side to perform the inversion; (c) stabilizing the flow under the condition achieved in steps (a) or (b); and (d) carefully adjusting one or both of the pressures at the wellhead and the pump speed to achieve one or more desired production parameters.

EFFECT: technical result consists in increase in the viscous oils production efficiency.

24 cl, 3 dwg



ФИГ. 2

RU 2677516 C1

RU 2677516 C1

Область техники, к которой относится изобретение

Изобретение относится к способу активного инвертирования потока с непрерывной нефтяной фазой текучей среды, содержащей нефть и воду, в поток с непрерывной водной фазой в скважине, содержащей средство искусственного подъема, такое как  
5 электрический погружной насос, или в трубопроводе для транспортировки нефти при помощи насосов.

Уровень техники

В нефтяных скважинах с внутрискважинными насосами в качестве средств искусственного подъема применяют закачивание более легкого нефтепродукта в  
10 качестве понизителя вязкости (например, легкой нефти с низкой вязкостью) и/или других текучих сред (например, воды или химреагентов, таких как реагент для разложения эмульсий) для уменьшения вязкости добываемого текучей среды. Высокая вязкость добываемой текучей среды может значительно уменьшать эффективность  
15 внутрискважинного насоса и увеличивать потери давления на трение в скважине. Из этого следует, что решения по увеличению эффективности насоса и уменьшению потерь давления на трение ниже по потоку от насоса приведут к увеличению и ускорению добычи и уменьшению потребления электрической энергии, необходимой для насоса. Схема типичной скважины с внутрискважинным насосом показана на фиг. 1. Таким же образом решения по понижению вязкости текучей среды в транспортных  
20 трубопроводах, работающих при помощи насосов, приведут к уменьшению потребления электрической энергии насосами и обеспечат возможность повышения скоростей транспортировки.

Так как обводненность продукции в скважине или в транспортном трубопроводе возрастает, особенно в случае вязкой (тяжелой) нефти, вязкость текучей среды  
25 повышается, при этом добыча осуществляется в режиме потока с непрерывной нефтяной фазой. Это обычно уменьшает эффективность насоса и, в то же время, повышает потери давления на трение в трубе. Вследствие этого потребление энергии насосом (например, электрическим погружным насосом (ЭПН)) будет высоким. В сочетании с ограничениями на рабочие параметры насоса (например, максимальный электрический ток, мощность,  
30 скорость откачивания) высокая вязкость текучей среды также ограничивает скорости добычи (дебит).

Для уменьшения высокой вязкости текучей среды в режиме потока с непрерывной нефтяной фазой можно применить несколько уже существующих способов. Закачивание реагента для разложения эмульсий может понизить обводненность, при которой поток  
35 с непрерывной высоковязкой нефтяной фазой преобразуется в поток с непрерывной водной фазой с более низкой вязкостью. Закачивание воды также может преобразовать поток в поток с непрерывной водной фазой путем увеличения обводненности текучей среды, состоящего из добываемого (транспортируемого) текучей среды и закачиваемой воды. В альтернативном варианте осуществления закачивание понизителя вязкости  
40 (более легкой нефти) может понизить вязкость текучей среды без его преобразования в режим потока с непрерывной водной фазой. Все эти способы применяются как к добывающим скважинам, так и к транспортным трубопроводам. Однако эти известные методы имеют ряд недостатков, которые ограничивают их применение на практике. Например, добавление воды, понизителя вязкости или реагента для разложения эмульсий  
45 требует дополнительных трубопроводов и сооружений для закачки, которые могут быть недоступными. Кроме того, закачивание воды и понизителя вязкости также отбирает часть подачи насоса (поскольку приходится перекачивать больший объем текучей среды), что приводит к повышенному потреблению энергии насосом.

Поэтому существует необходимость в улучшенном способе для преобразования потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой, устраняющем проблемы, с которыми приходится сталкиваться при использовании известных способов, как изложено выше.

5        Сущность изобретения

Авторы настоящего изобретения открыли совершенно иной подход к инвертированию потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой в скважине с насосом в качестве средства искусственного подъема или в транспортном трубопроводе, работающем при помощи насоса (насосов). Этот способ уменьшает количество энергии, используемой насосами, и/или увеличивает скорость добычи или скорость транспортировки в результате инвертирования продукции в непрерывную водную фазу, что может быть выполнено быстро и легко.

10        Таким образом, в первом аспекте настоящего изобретения предлагается способ инвертирования потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой и достижения одного или более требуемых параметров добычи в скважине, добывающей текучую среду, содержащую нефть и воду, или инвертирования потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой и достижения одного или более требуемых параметров транспортировки в трубопроводе, транспортирующем текучую среду, содержащую нефть и воду, причем в скважине или 20 транспортном трубопроводе имеется насос, при этом способ содержит следующие шаги:

(a) уменьшают частоту вращения насоса до тех пор, пока не будет выполнена инверсия из потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой или не будет достигнуто заданное условие остановки;

25        (b) если инверсия не была выполнена на шаге (a), регулируют давление на устье скважины или давления на приемной стороне транспортного трубопровода для выполнения инверсии;

(c) опционально, стабилизируют поток при условии, достигнутом на шагах (a) или (b); и

30        (d) опционально, осторожно увеличивают один или оба параметра из давления на устье скважины и частоты вращения насоса для достижения одного или более требуемых параметров добычи в скважине или частоты вращения насоса и давления на приемной стороне транспортного трубопровода для достижения одного или более требуемых параметров транспортировки в транспортном трубопроводе без возвращения к добыче 35 непрерывной нефтяной фазы или транспортировке непрерывной нефтяной фазы, если они не были достигнуты на шагах (a), (b) или (c).

Настоящее изобретение обращается к ранее известным способам, применяемым для инверсии потока из потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой. Вместо добавления воды или реагента для разложения эмульсий для 40 инициирования инверсии, требуемую инверсию можно выполнить посредством регулирования только частоты вращения насоса и давления на устье скважины (или частоты вращения насоса и давления на приемной стороне транспортного трубопровода, в случае транспортного трубопровода). Благодаря инвертированию потока и, тем самым, уменьшению потерь давления на трение, а также увеличению эффективности насоса (поскольку вязкость смеси уменьшается), требуется меньше мощности для 45 поддержания добычи из скважины или перекачивания смеси текучих сред по транспортному трубопроводу. Кроме того, освободившаяся энергия может использоваться для увеличения скорости добычи из нефтяной скважины.

Потребление энергии в результате инверсии может уменьшиться на величину до 40% (при той же скорости потока продукции). Промысловые испытания указывают на потенциальный рост нефтеотдачи на 15-20% (это зависит от текучей среды, скважины и насоса).

5 Краткое описание чертежей

На фиг. 1 представлено схематическое изображение скважины, содержащей электрический погружной насос.

На фиг. 2 представлены графики частоты вращения ЭПН в зависимости от времени, давления на входе в ЭПН в зависимости от времени и энергии в зависимости от времени, 10 показывающий уменьшение потребления энергии насосом ЭПН.

На фиг. 3 представлен график зависимости мощности ЭПН от обводненности в процентах, показывающий инвертирование из режима потока с непрерывной нефтяной фазой в режим потока с непрерывной водной фазой.

Подробное раскрытие изобретения

15 Заявленный способ обеспечивает большие преимущества, так как потребление энергии насосом значительно уменьшается в результате пониженной вязкости потока с непрерывной водной фазой по сравнению с непрерывной нефтяной фазой. Эту экономию энергии можно использовать для увеличения добычи из скважины или из других скважин на месторождении. Заявленный способ также превосходит способ, 20 состоящий в добавлении воды, понизителя вязкости, реагента для разложения эмульсий или другой текучей среды, понижающей вязкость, недостатком которого является потребность в дополнительных трубопроводах и сооружениях, и который также отбирает часть подачи насоса, поскольку приходится перекачивать больший объем текучей среды. Заявленный способ обеспечивает возможность инверсии потока из 25 потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой просто посредством регулировки частоты вращения насоса и/или давления на устье скважины или, в случае применения транспортных трубопроводов, посредством регулирования частоты вращения насоса и/или давления на приемной стороне транспортного трубопровода.

30 В одном из вариантов осуществления настоящего изобретения предлагается способ, в котором никакие изменения не вносятся в параметры скважины или трубопровода на шаге (с) способа настоящего изобретения, при этом обеспечивается возможность протекания потока в скважине или трубопроводе при условиях, достигнутых на шагах (а) или (b).

35 В другом варианте осуществления настоящего изобретения предлагается способ, в котором частоту вращения насоса дополнительно уменьшают на шаге (с) способа настоящего изобретения до тех пор, пока не будет достигнут заданный предел, после чего добыча продолжается при этой пониженной частоте вращения насоса.

В еще одном варианте осуществления способа настоящего изобретения предлагается 40 способ, в котором частоту вращения насоса и/или давление на устье скважины регулируют на шаге (с) способа настоящего изобретения для сохранения выбранного параметра скважины или насоса на постоянном уровне, достигнутом на шагах (а) или (b). Параметр скважины или насоса предпочтительно выбирают из дебита скважины, скорости потока в трубопроводе, перепада давления на насосе, давления на выходе из 45 насоса и давления на входе в насос.

Требуемые параметры добычи в скважине предпочтительно выбирают из группы, состоящей из: требуемого дебита, требуемой температуры в некотором месте в скважине, требуемой температуры на входе в насос, требуемой температуры на выходе из насоса,

требуемой температуры на электродвигателе насоса, требуемого давления в некотором месте в скважине, требуемого давления на входе в насос, требуемого давления на выходе из насоса, требуемой мощности насоса, требуемого тока насоса и требуемой частоты вращения насоса.

5 Требуемые параметры транспортировки в трубопроводе представляют собой один или более параметров, выбираемых из группы, состоящей из: требуемой скорости потока, требуемой температуры в некотором месте в трубопроводе, требуемой температуры на входе в насос, требуемой температуры на выходе из насоса, требуемой температуры на электродвигателе насоса, требуемого давления в некотором месте в  
10 трубопроводе, требуемого давления на входе в насос, требуемого давления на выходе из насоса, требуемой мощности насоса, требуемого тока насоса и требуемой частоты вращения насоса.

В одном из вариантов осуществления настоящего изобретения насос может представлять собой внутрискважинный насос. Внутрискважинный насос - это насос,  
15 расположенный внутри скважины для обеспечения искусственного подъема текучей среды, добываемого в скважине. Как правило, внутрискважинный насос может представлять собой электрический погружной насос (ЭПН) или другой тип насоса, и предпочтительно ЭПН.

В другом варианте осуществления в соответствии с настоящим изобретением  
20 скважина представляет собой нефтедобывающую скважину, такую как вертикальная скважина. Скважина, например, может представлять собой скважину с тяжелой нефтью или скважину с вязкой нефтью.

В альтернативном варианте осуществления настоящего изобретения насос представляет собой насос в трубопроводе для транспортировки нефти.

25 Настоящий способ применяется к потоку с непрерывной нефтяной фазой в скважине или транспортном трубопроводе, производящей или, соответственно, транспортирующей текучую среду, содержащую нефть и воду. Частоту вращения насоса уменьшают до тех пор, пока не будет выполнена инверсия потока из потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой в скважине или в  
30 транспортном трубопроводе, или не будет достигнуто предварительно заданное условие остановки. Например, уменьшение частоты вращения насоса может быть остановлено, если достигнута минимальная частота или минимальный поток, как показывают доступные измерения. Если на шаге (a) или шаге (b) инверсия не наблюдается, то давление на устье скважины регулируют для достижения инверсии в режим потока с  
35 непрерывной водной фазой. Для случая применения транспортного трубопровода давление на приемной стороне транспортного трубопровода регулируют для достижения инверсии. Например, давление может быть увеличено. Это может быть выполнено, например, при помощи клапана, или другого насоса, или при помощи других типов оборудования, которые воздействуют на давление и расположены ниже по потоку от  
40 устья скважины (ниже по потоку от приемного конца транспортного трубопровода для применения, связанного с транспортировкой).

Поток текучей среды, добываемого из скважины, или поток текучей среды, транспортируемого по транспортному трубопроводу, затем стабилизируют при условиях, достигнутых на шагах (a) и (b). Это может быть выполнено за счет:

- 45
- отсутствия изменения параметров добычи или транспортировки в течение определенного периода времени;
  - дальнейшего уменьшения частоты вращения насоса, пока не будет достигнут заданный предел, и добычи текучей среды при этой пониженной скорости работы ЭПН



(это стабилизирует режим потока с непрерывной водной фазой);

- регулирования частоты вращения насоса и/или давления на устье скважины (давления на приемной стороне транспортного трубопровода для применения, связанного с транспортным трубопроводом) для сохранения выбранного параметра скважины или насоса на постоянном уровне, достигнутом на шагах (а) или (b).  
5 Например, можно поддерживать постоянную скорость потока или постоянное давление на входе в насос в течение подходящего периода времени.

На опциональном шаге (d) осторожно регулируют один или оба параметра из давления на устье скважины и частоты вращения насоса для достижения одного или  
10 более требуемых параметров добычи в скважине или осторожно увеличивают одно или оба из частоты вращения насоса и давления на приемной стороне транспортного трубопровода для достижения одного или более требуемых параметров транспортировки в транспортном трубопроводе без возвращения к добыче непрерывной  
15 нефтяной фазы или транспортировке непрерывной нефтяной фазы, если они не были достигнуты на шагах (а) или (b) или опциональном шаге (c). Может оказаться, что после шага стабилизации добыча или транспортировка уже имеет требуемые параметры в режиме потока с непрерывной водной фазой, так что в дальнейшем регулировании частоты вращения насоса нет необходимости.

В одном предпочтительном варианте осуществления настоящего изобретения  
20 стабилизация потока текучей среды, добываемого из скважины при минимальной скорости, достигнутой на шаге (а) или (b), достигается на шаге (c) посредством регулирования частоты вращения насоса или давления на устье скважины при помощи дросселя на устье скважины или другого насоса ниже по потоку от дросселя на устье  
скважины.

В случае потока в транспортном трубопроводе стабилизация потока,  
25 транспортируемого по транспортному трубопроводу при минимальной скорости, достигнутой на шаге (а) или (b), достигается на шаге (c) посредством регулирования частоты вращения насоса или давления на приемной стороне транспортного  
трубопровода при помощи дросселя, клапана или второго насоса.

В одном варианте осуществления способа настоящего изобретения каждый из шагов  
30 (а) и (b) и опциональных шагов (c) и (d), как требует данный способ, выполняется вручную оператором, контролирующим насос и скважину или насос и транспортный трубопровод, и производящим соответствующие необходимые изменения частоты вращения насоса и давления на устье скважины или частоты вращения насоса и давления  
35 на приемной стороне транспортного трубопровода по мере необходимости.

Альтернативно, каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (c) и (d), как требует  
данный способ, выполняется полностью автоматически, причем автоматическая система управления выполняет необходимые регулировки на каждом из шагов (а) и (b) и  
опциональных шагов (c) и (d) по мере необходимости. В одном предпочтительном  
40 аспекте такой системы автоматическая система выполняет каждый из шагов (а) и (b) и опциональные шаги (c) и (d), как требует данный способ. В одном варианте каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (c) и (d), как требует данный способ, выполняется автоматической системой управления на регулярной основе, определяемой в зависимости  
от условий эксплуатации скважины или транспортного трубопровода. Автоматическая  
45 система может выполнять каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (c) и (d), как требует данный способ, косвенно, посредством автоматического управления одним или более других параметров скважины или насоса.

Один аспект варианта осуществления способа, в котором каждый из шагов (а) и (o)

и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, выполняют полностью автоматически, осуществляется на основе сигналов обратной связи от датчиков, измеряющих один или более параметров скважины или транспортного трубопровода, выбранных из группы, состоящей из: вязкости текучей среды, скорости потока текучей среды, давления в некотором месте скважины, перепада давления на насосе, давления в некотором месте транспортного трубопровода, давления на входе в насос, давления на выходе из насоса, температуры в некотором месте скважины, температуры в некотором месте транспортного трубопровода, температуры на входе в насос, температуры на выходе из насоса, температуры на электродвигателе насоса, частоты вращения насоса, мощности насоса, тока насоса, степени открытия дросселя, степени открытия клапана или оценок других параметров, вычисляемых на основе указанных измерений.

В третьем альтернативном варианте каждый из шагов (a) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, выполняют полуавтоматически, причем по меньшей мере один из шагов (a) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, выполняет автоматическая система управления, но принятие решений осуществляется оператором. В одном из таких предпочтительных вариантов осуществления автоматическая система выполняет каждый из шагов (a) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, в скважине или транспортном трубопроводе на основе сигналов обратной связи от датчиков, измеряющих один или более параметров скважины или транспортного трубопровода, выбранных из группы, состоящей из: вязкости текучей среды, скорости потока текучей среды, давления в некотором месте скважины, перепада давления на насосе, давления в некотором месте транспортного трубопровода, давления на входе в насос, давления на выходе из насоса, температуры в некотором месте скважины, температуры в некотором месте транспортного трубопровода, температуры на входе в насос, температуры на выходе из насоса, температуры на электродвигателе насоса, частоты вращения насоса, мощности насоса, тока насоса, степени открытия дросселя, степени открытия клапана или оценок других параметров, вычисляемых на основе указанных измерений.

Заявленный способ может быть расширен дополнительно посредством его объединения с закачиванием жидкостей, которые влияют на вязкость текучей среды путем изменения обводненности в точке инверсии или непосредственно путем понижения вязкости. Текучие среды (жидкости) могут включать в себя реагент для разложения эмульсий или другие химреагенты, понизитель вязкости (более легкую нефть), или их комбинацию. Закачивание может производиться с постоянными или изменяющимися скоростями. Таким образом, в дополнительном варианте осуществления способа настоящего изобретения предусматривается дополнительный шаг закачивания текучей среды, влияющей на вязкость, в скважину или транспортный трубопровод выше по потоку от насоса. Предпочтительно текучую среду, влияющую на вязкость, выбирают из понизителя вязкости, воды и реагента для разложения эмульсий. Например, реагент для разложения эмульсий может закачиваться выше по потоку от внутрискважинного насоса в нефтяную скважину или выше по потоку от насоса в трубопровод для транспортировки нефти на любом из шагов (a) и (b) и опциональных шагов (с) или (d), чтобы способствовать инверсии потока.

В другом варианте осуществления настоящего изобретения в нефтяной скважине, в которую до инверсии был закачан понизитель вязкости, закачивание понизителя вязкости может быть уменьшено или прекращено, чтобы способствовать инверсии потока во время шагов (a) или (b) или опциональных шагов (с) или (d). В другом варианте

осуществления настоящего изобретения в нефтяной скважине, в которую до инверсии был закачан реагент для разложения эмульсий, скорость закачивания реагента для разложения эмульсий остается на том же или более высоком уровне, чтобы способствовать инверсии потока во время шагов (а) или (b) или опциональных шагов (с) или (d).

Данный способ может также применяться при вводе скважины в эксплуатацию после некоторого периода останова. В этом случае, после периода времени, когда скважина была выведена из эксплуатации, шаг (b) и, опционально, шаг (с) и, также опционально, шаг (d) способа настоящего изобретения применяют для добычи текучей среды из указанной скважины после того, как добыча начнется при низкой частоте и низкой скорости добычи.

Настоящее изобретение основано на следующем наблюдении. Лабораторные эксперименты с полноразмерным электрическим погружным насосом (ЭПН) (подробнее раскрытым ниже) указывают на то, что существует диапазон обводненностей, при которых ЭПН может перекачивать текучую среду как в режиме с непрерывной нефтяной фазой, так и в режиме с непрерывной водной фазой с одной и той же скоростью. Это проявляется, например, в гистерезисе мощности ЭПН, используемой для перекачивания. Кроме того, было показано, что благодаря уменьшению частоты вращения ЭПН (и, тем самым, расхода через насос) поток с непрерывной нефтяной фазой может инвертироваться в поток с непрерывной водной фазой и оставаться в этом режиме потока. Последующее медленное увеличение частоты вращения ЭПН и скорости добычи (как следует из лабораторных тестов) не инвертирует поток обратно в режим с непрерывной нефтяной фазой. Итоговый режим потока с непрерывной водной фазой будет иметь место на насосе и, возможно, во всем трубопроводе или на участке трубопровода ниже по потоку от насоса.

Благодаря инверсии потока можно уменьшить потери давления на трение, а также увеличить эффективность насоса (поскольку вязкость смеси уменьшается), и, вследствие этого, для поддержания добычи требуется меньше электрической энергии. Кроме того, освобожденная энергия может использоваться для увеличения скорости добычи на той же скважине или на других скважинах. Потребление энергии в результате инверсии может уменьшиться на величину до 40% (при той же скорости потока продукции) благодаря использованию способа настоящего изобретения. Промысловые испытания указывают на потенциальный рост скорости добычи на величину до 20% (в зависимости от текучей среды, скважины и насоса). Аналогичные проблемы связаны с транспортировкой текучих сред, содержащих нефть и воду, в транспортном трубопроводе, при этом эффективность функционирования достигается благодаря использованию способа настоящего изобретения.

Если поток инвертируют и, тем самым, уменьшают потери давления на трение, достигается следующее:

- скорость добычи может быть увеличена при том же (или более низком) потреблении энергии;
- потребление электроэнергии уменьшается;
- эффективность ЭПН или другого насоса улучшится, что может быть полезно для увеличения срока службы насоса, а также для охлаждения электродвигателя.

Сам способ очень прост в реализации и не требует каких-либо датчиков в дополнение к стандартным датчикам внутрискважинного насоса и скважины.

Сам способ не требует каких-либо химреагентов, или линий для закачивания, или каких-либо приемов воздействия на скважину, отличных от регулирования частоты

вращения ЭПН и другого внутрискважинного насоса и давления на устье скважины (или частоты вращения насоса и давления на приемной стороне транспортного трубопровода для применения, связанного с транспортировкой), которые доступны на большинстве скважин, где подъем продукции осуществляется при помощи ЭПН и  
 5 другого внутрискважинного насоса, и в большинстве транспортных трубопроводов, работающих при помощи насосов. Однако его можно совмещать с другими способами, такими как закачивание понизителя вязкости/воды/химреагентов (например, реагентов для разложения эмульсий) при постоянных или изменяющихся скоростях закачивания.

Настоящее изобретение можно глубже понять путем рассмотрения следующих  
 10 примеров способа настоящего изобретения.

Схема типичной скважины с внутрискважинным насосом показана на фиг. 1. Каждая скважина 1 имеет пласт 2, содержащий добываемую текучую среду. Текучая среда, как правило, представляет собой смесь нефти, воды и, возможно, газа. Для обеспечения  
 15 искусственного подъема текучей среды из пласта скважина снабжена внутрискважинным насосом, например, в виде электрического погружного насоса (ЭПН) 3. Давление на устье скважины может изменяться при помощи дросселя 4 на устье скважины. Давление  $P_{in}$  на входе в ЭПН может изменяться при помощи частоты вращения насоса 3 и дросселя 4. Нефть перекачивается насосом ЭПН 3 через дроссель 4 эксплуатационной скважины к эксплуатационному манифольду для перекачивания к эксплуатационному объекту.

На фиг. 2 показан пример применения способа инверсии настоящего изобретения при помощи полученных графиков зависимости частоты вращения ЭПН от времени, давления на входе в ЭПН от времени и потребления энергии насосом ЭПН от времени. Три графика расположены таким образом, чтобы измерения можно было сравнивать  
 25 непосредственно друг с другом в ходе процесса в соответствии со способом настоящего изобретения для инвертирования добычи нефти с непрерывной нефтяной фазой из скважины в добычу с непрерывной водной фазой.

Таким образом, видно, что первоначально [в соответствии с шагом (а) способа настоящего изобретения], частоту вращения ЭПН постепенно уменьшали то тех пор, пока не произошла инверсия добычи с непрерывной нефтяной фазой в добычу с  
 30 непрерывной водной фазой (это можно наблюдать по данным мониторинговых измерений из скважины и из насоса). В то же время, имело место соответствующее увеличение давления  $P_{in}$  на входе в ЭПН и уменьшение потребления энергии насосом ЭПН. В результате имело место сопутствующее уменьшение скорости добычи (дебита) нефти.

Поскольку инверсию удалось успешно выполнить и наблюдать, нет необходимости в дополнительных регулировках давления на устье скважины для достижения режима потока с непрерывной водной фазой.

После этого имел место шаг «плато», когда частота вращения ЭПН, давление на входе в ЭПН и потребление энергии оставались постоянными. Это соответствует шагу  
 40 (b) способа настоящего изобретения, на котором поток текучей среды стабилизируют в режиме потока с непрерывной водной фазой.

Наконец, на третьем шаге частоту вращения ЭПН постепенно увеличивали. Это сопровождалось уменьшением давления на входе в ЭПН. Рост частоты вращения ЭПН прекращали, когда давление на входе достигало того же уровня, что перед шагом (а), что соответствует той же скорости добычи, что и до применения способа инверсии.  
 45 Однако, как видно из графиков как частоты вращения ЭПН, так и потребления энергии, обе величины по окончании реализации способа инверсии были ниже своих первоначальных значений. Разность между конечным значением и первоначальным

значением потребления энергии дает уменьшение потребления энергии, достигаемое при помощи инвертирования в поток с непрерывной водной фазой посредством способа настоящего изобретения.

Лабораторные эксперименты проводили в эмулированной скважине с полноразмерным ЭПН. Было установлено, что при инверсии между режимом потока с непрерывной нефтяной и водной фазой происходил гистерезис таким образом, что добыча при определенном диапазоне обводненности могла осуществляться в режиме как потока с непрерывной нефтяной, так и водной фазой. Кроме того, было установлено, что точка инверсии достигалась при более низкой обводненности, когда частота вращения ЭПН была низкой. Это обеспечивает возможность перехода от режима потока с непрерывной нефтяной фазой к режиму потока с непрерывной водной фазой сначала путем уменьшения частоты вращения ЭПН и скорости потока, стабилизации потока при этих условиях, а затем увеличения частоты вращения ЭПН.

Конкретно, был построен график зависимости частоты вращения ЭПН от процента обводненности (см. фиг. 3). Когда добыча осуществлялась при высокой частоте вращения ЭПН и высокой скорости добычи, было установлено, что инверсия из непрерывной нефтяной фазы в непрерывную водную фазу происходила при приблизительно 32%-й обводненности и 58%-й обводненности на петле гистерезиса. Между этими точками добыча возможна как при непрерывной нефтяной фазе (верхняя ветвь), так и при непрерывной водной фазе (нижняя ветвь), при этом добыча обычно следует по ветви непрерывной нефтяной фазы. Способ предложенного изобретения применяли при обводненности, составлявшей приблизительно 40%.

Посредством уменьшения частоты вращения и скорости потока было продемонстрировано, что режим потока переходил от потока с непрерывной нефтяной фазой при высокой частоте вращения ЭПН к режиму потока с непрерывной водной фазой при низкой частоте вращения ЭПН. При постепенном увеличении частоты вращения ЭПН для увеличения скорости добычи было установлено, что инверсии обратно к режиму потока с непрерывной нефтяной фазой не происходит, и первоначальная (или более высокая) скорость добычи восстанавливается при потоке с непрерывной водной фазой.

#### (57) Формула изобретения

1. Способ инвертирования потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой и достижения одного или более требуемых параметров добычи в скважине, добывающей текучую среду, содержащую нефть и воду, или инвертирования потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой и достижения одного или более требуемых параметров транспортировки в трубопроводе, транспортирующем текучую среду, содержащую нефть и воду, причем в скважине или транспортном трубопроводе имеется насос, причем способ содержит следующие шаги:

(a) уменьшают частоту вращения насоса до тех пор, пока не будет достигнута инверсия из потока с непрерывной нефтяной фазой в поток с непрерывной водной фазой или не будет достигнуто заданное условие остановки;

(b) если инверсия не была достигнута на шаге (a), то для достижения инверсии регулируют давление на устье скважины или давление на приемной стороне транспортного трубопровода;

(c) опционально, стабилизируют поток при условии, достигнутом на шаге (a) или (b); и

(d) опционально, осторожно регулируют один или оба параметра из давления на устье скважины и частоты вращения насоса для достижения одного или более требуемых параметров добычи в скважине, или один или оба параметра из частоты вращения насоса и давления на приемной стороне транспортного трубопровода для достижения  
5 одного или более требуемых параметров транспортировки в транспортном трубопроводе без возвращения к добыче непрерывной нефтяной фазы или транспортировке непрерывной нефтяной фазы, если они не были достигнуты на шаге (a) или (b) или на опциональном шаге (c).

2. Способ по п.1, в котором не вносят каких-либо изменений в параметры скважины  
10 или трубопровода на шаге (c), при этом обеспечивают возможность протекания потока в скважине или трубопроводе при условиях, достигнутых на шаге (a) или (b).

3. Способ по п.1, в котором частоту вращения насоса дополнительно уменьшают на шаге (c) до тех пор, пока не будет достигнут заданный предел, после чего добычу продолжают при этой пониженной частоте вращения насоса.

15 4. Способ по п.1, в котором частоту вращения насоса и/или давление на устье скважины регулируют на шаге (c) для сохранения выбранного параметра скважины или насоса на постоянном уровне, достигнутом на шаге (a) или (b).

5. Способ по п.4, в котором указанный параметр скважины или насоса выбирают из дебита скважины, скорости потока в трубопроводе, перепада давления на насосе,  
20 давления на выходе из насоса и давления на входе в насос.

6. Способ по любому из пп.1-5, в котором требуемые параметры добычи в скважине представляют собой один или более параметров, выбранных из группы, состоящей из:  
требуемой скорости потока, требуемой температуры в некотором месте в скважине,  
требуемой температуры на входе в насос, требуемой температуры на выходе из насоса,  
25 требуемой температуры на электродвигателе насоса, требуемого давления в некотором месте в скважине, требуемого давления на входе в насос, требуемого давления на выходе из насоса, требуемой мощности насоса, требуемого тока насоса и требуемой частоты вращения насоса.

7. Способ по любому из пп.1-5, в котором требуемые параметры транспортировки  
30 в трубопроводе представляют собой один или более параметров, выбранных из группы, состоящей из: требуемой скорости потока, требуемой температуры в некотором месте в трубопроводе, требуемой температуры на входе в насос, требуемой температуры на выходе из насоса, требуемой температуры на электродвигателе насоса, требуемого  
35 требуемого давления в некотором месте в трубопроводе, требуемого давления на входе в насос, требуемого давления на выходе из насоса, требуемой мощности насоса, требуемого тока насоса и требуемой частоты вращения насоса.

8. Способ по п.6, в котором внутрискважинный насос представляет собой электрический погружной насос.

9. Способ по любому из пп.1-8, в котором скважина представляет собой скважину,  
40 добывающую вязкую нефть.

10. Способ по любому из пп.1-7, в котором насос представляет собой насос в трубопроводе для транспортировки нефти.

11. Способ по любому из пп.1-10, в котором давление на устье скважины регулируют на шаге (b) посредством регулирования дросселя на устье скважины или регулирования  
45 давления ниже по потоку от дросселя на устье скважины при помощи насоса или клапана ниже по потоку от дросселя на устье скважины.

12. Способ по любому из пп.1-6 и 10, в котором давление на приемной стороне насоса в транспортном трубопроводе регулируют на шаге (b) посредством регулирования

дресселя, клапана или второго насоса.

13. Способ по любому из пп.1-12, в котором каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, выполняет вручную оператор, контролирующий насос и скважину или насос и транспортный трубопровод и производящий соответствующие необходимые изменения частоты вращения насоса и давления на устье скважины или частоты вращения насоса и давления на приемной стороне транспортного трубопровода, по мере необходимости.

14. Способ по любому из пп.1-12, в котором каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, выполняют автоматически, причем автоматическая система управления выполняет необходимые регулировки на каждом из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), по мере необходимости.

15. Способ по п.14, в котором автоматическая система управления выполняет каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, на регулярной основе, определяемой в зависимости от условий эксплуатации скважины или транспортного трубопровода.

16. Способ по п.14, в котором автоматическая система выполняет каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, косвенно, посредством автоматического управления одним или более других параметров скважины или насоса.

17. Способ по любому из пп.14-16, в котором автоматическая система выполняет каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, в скважине или транспортном трубопроводе на основе сигналов обратной связи от датчиков, измеряющих один или более параметров скважины или транспортного трубопровода, выбранных из группы, состоящей из: вязкости текучей среды, скорости потока текучей среды, давления в некотором месте скважины, перепада давления на насосе, давления в определенном месте транспортного трубопровода, давления на входе в насос, давления на выходе из насоса, температуры в определенном месте скважины, температуры в определенном месте транспортного трубопровода, температуры на входе в насос, температуры на выходе из насоса, температуры на электродвигателе насоса, частоты вращения насоса, мощности насоса, тока насоса, степени открытия дросселя, степени открытия клапана или оценок других параметров, вычисляемых на основе указанных измерений.

18. Способ по любому из пп.1-12, в котором по меньшей мере один из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, выполняют полуавтоматически, причем по меньшей мере один из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, выполняет автоматическая система управления, но принятие решений осуществляется оператором.

19. Способ по п.18, в котором автоматическая система выполняет каждый из шагов (а) и (b) и опциональных шагов (с) и (d), как требует данный способ, в скважине или транспортном трубопроводе на основе сигналов обратной связи от датчиков, измеряющих один или более параметров скважины или транспортного трубопровода, выбранных из группы, состоящей из: вязкости текучей среды, скорости потока текучей среды, давления в определенном месте скважины, перепада давления на насосе, давления в определенном месте транспортного трубопровода, давления на входе в насос, давления на выходе из насоса, температуры в определенном месте скважины, температуры в некотором месте транспортного трубопровода, температуры на входе в насос, температуры на выходе из насоса, температуры на электродвигателе насоса, частоты вращения насоса, мощности насоса, тока насоса, степени открытия дросселя, степени

открытия клапана или оценок других параметров, вычисляемых на основе указанных измерений.

20. Способ по любому из пп.1-19, в котором данный способ дополнительно включает в себя закачивание текучей среды, влияющей на вязкость, в скважину или транспортный трубопровод выше по потоку от насоса.

21. Способ по п.20, в котором текучую среду, влияющую на вязкость, выбирают из понизителя вязкости, реагента для разложения эмульсий и воды.

22. Способ по любому из пп.20 или 21, в котором реагент для разложения эмульсий закачивают выше по потоку от внутрискважинного насоса в нефтяную скважину или выше по потоку от насоса в транспортный трубопровод на шагах (а) и (b), чтобы способствовать инверсии потока.

23. Способ по любому из пп.1-19, в котором в нефтяной скважине, в которую до инверсии был закачан понизитель вязкости, указанное закачивание понизителя вязкости уменьшают или прекращают, чтобы способствовать инверсии потока во время шагов (а) и (b).

24. Способ по п.1, в котором после периода времени, когда скважина была выведена из эксплуатации, шаг (b) и, опционально, шаг (c) и, также опционально, шаг (d) по п. 1 применяют для добычи текучей среды из указанной скважины после того, как добычу начнут при низкой частоте и низкой скорости добычи.

20

25

30

35

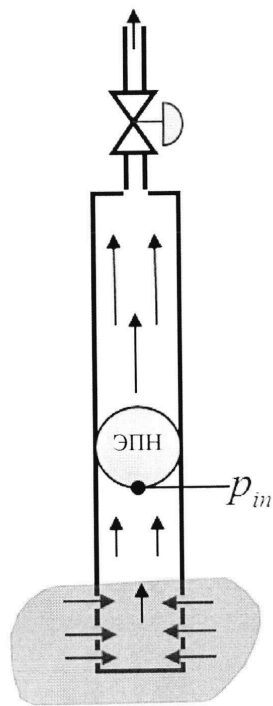
40

45



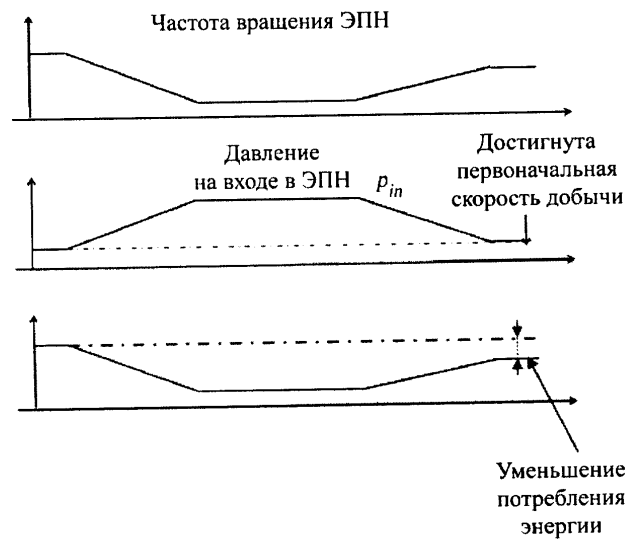
1

1

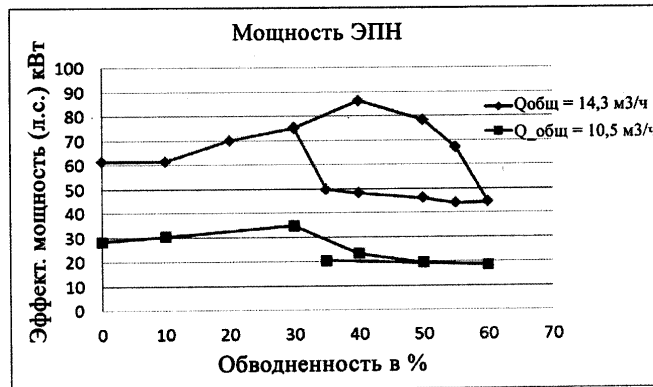


ФИГ. 1

2



ФИГ. 2



**ФИГ. 3**